ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ
ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ
ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

19 Μαΐου 2017 | ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ | Αρ. Φύλλου **1733**

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. αποφ. 381/2017

Λήψη απόφασης για την έγκριση της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τη Μεθοδολογία Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM), σύμφωνα με το άρθρο 17 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(Συνεδρίαση την 11η Μαΐου 2017)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185/30.09.2016) «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις» και ιδίως των άρθρων 6 και 12 αυτού του Κεφαλαίου Γ του νόμου αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011) «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως ισχύει, ιδίως των άρθρων 22 και 32 αυτού.

3. Τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΚ) 714/ 2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 (EEL211 της 14.08.2009 σελ. 15).

4. Τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/ 1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντηρίων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (EEL 197 της 25.07.2015, σελ. 24 επ.) και ιδίως των άρθρων 17 και 9 αυτού.

5. Την υπ' αριθ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-208287/11.07.2016 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με θέμα «Εγκριση της Μεθοδολογίας Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Methodology - CGMM) και της Μεθοδολογίας Παροχής Δεδομένων Παραγωγής και Φορτίου (Generation and Load Data Provision Methodology - GLDPM)».

6. Την υπ' αριθ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-214004/09.11.2016 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε., με θέμα «Μετάφραση στην ελληνική γλώσσα των κειμένων της Μεθοδολογίας Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Methodology - CGMM) και της Μεθοδολογίας Παροχής Δεδομένων Παραγωγής και Φορτίου (Generation And Load Data Provision Methodology - GLDPM)».

7. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) για τη Μεθοδολογία Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM), σύμφωνα με το άρθρο 17 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης, η οποία έλαβε χώρα από 15.11.2016 έως και 25.11.2016.

8. Την υπ' αριθ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-215596/ 21.12.2016 επιστολή του Energy Regulators Forum προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E) με συνημμένη την απόφαση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών περί της τροποποίησης της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) για τη Μεθοδολογία Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM).

9. Την υπ' αριθ. 624/ 21.12.2016 απόφαση της ΡΑΕ «Λήψη απόφασης περί της τροποποίησης από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασης τους για τη Μεθοδολογία Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM), σύμφωνα με το άρθρο 17 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης» (ΦΕΚ Β' 4526/30.12.2016).

10. Την υπ' αριθ. Ο-66302/ 05.01.2017 επιστολή της ΡΑΕ με την οποία διαβιβάστηκε στον ΑΔΜΗΕ Α.Ε. η υπ' αριθ. 624/2016 απόφαση ΡΑΕ «Λήψη απόφασης περί της τροποποίησης από τους διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασης τους για τη Μεθοδολογία Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM), σύμφωνα με το άρθρο 17 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχε-

τικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης» (ΦΕΚ Β' 4526/30.12.2016)

11. Την υπ' αριθ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-218436/ 10.03.2017 επιστολή του ΑΔΜΗΕ Α.Ε. για την έγκριση της τροποποιημένης Μεθοδολογίας Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM), μετά της μετάφρασης της στην ελληνική γλώσσα.

12. Τα πρακτικά της 11ης συνεδρίασης του Energy Regulators Forum (ERF) την 02.05.2017 περί της ομόφωνης συμφωνίας (unanimous agreement) των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών για την τροποποίηση της Μεθοδολογίας Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology- CGMM) (υπ' αριθ. πρωτ. ΡΑΕ Ι- 221260/11.05.2017).

13. Τα αποτελέσματα της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας του Energy Regulators Forum (ERF) την 08.05.2017 τα οποία επιβεβαίωσαν την ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών, μετά της επιστολής του Energy Regulators Forum (ERF) προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E) με συνημμένη την απόφαση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών περί της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) για την έγκριση της τροποποιημένης Μεθοδολογίας Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM) (υπ' αριθ. πρωτ. ΡΑΕ Ι- 221240/10.05.2017).

14. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011, οι πράξεις κανονιστικού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη ΡΑΕ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

15. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του Κρατικού Προϋπολογισμού.

Σκέφτηκε ως εξής:

Επειδή, στο πλαίσιο επίτευξης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εξεδόθη, κατ' αρχήν, ο Κανονισμός (ΕΚ) υπ' αριθ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 (σχετ. 3).

Επειδή, στη συνέχεια, με εξουσιοδότηση που προβλέπεται στο άρθρο 18 του Κανονισμού (ΕΚ) 714/ 2009 και σύμφωνα με το άρθρο 290 ΣΛΕΕ, εξεδόθη από την Επιτροπή ο υπ' αριθ. 2015/ 1222 Κανονισμός (ΕΕ) της 24ης Ιουλίου 2015 (εφεξής «Κανονισμός» σχετ. 4), με τον οποίο καθορίζονται κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τη διαζωνική κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης στην αγορά της επόμενης ημέρας και στην ενδοημερήσια αγορά στα Κράτη Μέλη.

Επειδή, στόχος του ανωτέρω Κανονισμού είναι, μεταξύ άλλων, ο συντονισμός και η εναρμόνιση του τρόπου υπολογισμού και της κατανομής της δυναμικότητας των διασυνδέσεων, προκειμένου να υλοποιηθεί η ενιαία σύζευξη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας επόμενης ημέρας (day ahead electricity market) και της ενιαίας ενδοημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (intra-day electricity market).

Επειδή, επομένως, η υιοθέτηση ενιαίας σύζευξης επόμενης ημέρας και ενιαίας ενδοημερήσιας σύζευξης απαιτεί διαδοχική ευθυγράμμιση των υφιστάμενων μεθοδολογιών για τον υπολογισμό και την κατανομή της δυναμικότητας και για τη διαχείριση της συμφόρησης. Προκειμένου να διευκολυνθεί η εκπλήρωση αυτών των στόχων, όλοι οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς (εφεξής οι «ΔΣΜ»), τα καθήκοντα των οποίων περιγράφονται γενικά στο άρθρο 8 του Κανονισμού, πρέπει να χρησιμοποιούν ένα Κοινό Μοντέλο Δικτύου.

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 17 του Κανονισμού «Μεθοδολογία για κοινό μοντέλο δικτύου» προβλέπονται τα εξής:

«1. Εντός δέκα μηνών από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, όλοι οι ΔΣΜ καταρτίζουν από κοινού πρόταση σχετικά με τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου. Η πρόταση υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 12.

2. Η μεθοδολογία για κοινό μοντέλο δικτύου καθιστά δυνατή την υιοθέτηση κοινού μοντέλου δικτύου. Περιέχει τουλάχιστον τα ακόλουθα στοιχεία:

α) καθορισμό σεναρίων, σύμφωνα με το άρθρο 18

β) καθορισμό ατομικών μοντέλων δικτύου, σύμφωνα με το άρθρο 19

γ) περιγραφή της διαδικασίας για τη συγχώνευση ατομικών μοντέλων δικτύου με στόχο τη διαμόρφωση του κοινού μοντέλου δικτύου.»

Επειδή, κατά τις παρ. 5 και 6 του άρθρου 9 του Κανονισμού, η πρόταση των ΔΣΜ για τη μεθοδολογία Κοινού Μοντέλου Δικτύου, κατά το άρθρο 17 του Κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών.

Επειδή, κατά την παρ. 10 του άρθρου 9 του Κανονισμού:

«Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μιας ρυθμιστικές αρχές, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Κατά περίπτωση, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν υπόψη τη γνώμη του Οργανισμού. Οι ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παραγράφους 6, 7 και 8, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή.»

Επειδή, κατά την παρ. 12 του άρθρου 9 του Κανονισμού, οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές δύνανται να απαιτήσουν τροποποίηση για να εγκρίνουν τη Μεθοδολογία για Κοινό Μοντέλο Δικτύου, ως αυτή θα εφαρμοστεί από τους ΔΣΜ, οι οποίοι υποβάλλουν στις Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές νέα πρόταση σχετικά με την τροποποίηση προς έγκριση εντός δύο μηνών μετά από την απαίτηση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών.

Επειδή, η απαίτηση για τροποποίηση εκ μέρους των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών υποβάλλεται στους ΔΣΜ κατόπιν σχετικής απόφασης και εντός των προθεσμιών και διαδικασιών των άρθρων 17 και 9 του Κανονισμού.

Επειδή, κατά το άρθρο 6 παρ. 1β του Κεφαλαίου Γ του ν. 4425/2016 (σχετ. 1), προβλέπεται ότι:

«1. Πέραν των αρμοδιοτήτων που προβλέπονται στην κείμενη νομοθεσία και ιδίως στις διατάξεις του ν. 4001/2011, η ΡΑΕ: ...β) Ασκεί τις αρμοδιότητες των ρυθμιστικών αρχών που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222 και προβλέπουν ιδίως ... την έγκριση των λοιπών όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών και την εκτέλεση όλων των καθηκόντων, λειτουργιών και αρμοδιοτήτων, κατά τα αναλυτικά προβλεπόμενα στον Κανονισμό αυτό.».

Επειδή, περαιτέρω, κατά το άρθρο 12 παρ. 7 β του Κεφαλαίου Γ του ίδιου ν. 4425/2016 (σχετ.1), προβλέπεται ότι:

«7. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 και στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222. Η άσκηση των αρμοδιοτήτων του Διαχειριστή συντείνει, ιδίως, στην επίτευξη του στόχου σύγκλισης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές και στην ολοκλήρωση της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε., σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ευρωπαϊκής νομοθεσίας.».

Επειδή, με την υπό σχετ. 5 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ αρχική πρόταση Μεθοδολογίας για Κοινό Μοντέλο Δικτύου, το οποίο ο ΑΔΜΗΕ συνέταξε σε συνεργασία με τους λοιπούς ΔΣΜ στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E).

Επειδή, η ΑΔΜΗΕ ΑΕ. με την υπό σχετ. 6 επιστολή της υπέβαλε στη ΡΑΕ επίσημη μετάφραση στην ελληνική γλώσσα του υπό σχετ. 5 εγγράφου.

Επειδή, η ΡΑΕ, από 15.11.2016 έως και 25.11.2016 έθεσε την υπό σχετ. 5 πρόταση Μεθοδολογίας Κοινού Δικτύου, μετά της υπό σχετ. 6 επισήμου μεταφράσεως της, σε δημόσια διαβούλευση, κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν παρατηρήσεις.

Επειδή, στη συνέχεια οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές την 13η Δεκεμβρίου 2016 συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement) μέσω του Energy Regulators Forum, ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών, επί της τροποποίησης της ανωτέρω πρότασης των ΔΣΜ (σχετ. 8).

Επειδή, ομοίως με την υπό σχετ. 8 επιστολή γνωστοποιήθηκε προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E), η ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 11 του άρθρου 9 του Κανονισμού το οποίο προβλέπει ότι «11. Όταν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παράγραφο 10, ή κατόπιν κοινού αιτήματος τους, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 713/2009».

Επειδή, στη συνέχεια η ΡΑΕ εξέδωσε την υπ' αριθ. 624/2016 απόφαση της (σχετ. 9) περί της τροποποίησης από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασης τους για τη Μεθοδολογία Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology -CGMM), σύμφωνα με το άρθρο 17 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης, την οποία διαβίβασε αρμοδίως και στον ΑΔΜΗΕ Α.Ε., δυνάμει της υπό σχετ. 10 επιστολής της.

Επειδή, ακολούθως, ο ΑΔΜΗΕ Α.Ε., με την υπό σχετ. 11 επιστολή του, υπέβαλε προς έγκριση στη ΡΑΕ τη νέα κοινή πρόταση των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τη Μεθοδολογία Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology -CGMM), σύμφωνα με το άρθρο 17 του Κανονισμού, μετά της επισήμου μετάφρασης της στην ελληνική γλώσσα.

Επειδή, οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές, κατόπιν της από 02.05.2017 συνεδρίασης του Energy Regulators Forum (ERF), ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών (σχετ. 12) και της συνακόλουθης ηλεκτρονικής ψηφοφορίας, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement) την 8η Μαΐου 2017 για την έγκριση της ανωτέρω πρότασης των ΔΣΜ (σχετ. 13).

Επειδή, ομοίως με την υπό σχετ. 13 επιστολή γνωστοποιήθηκε προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E), η ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της ανωτέρω παρ. 11 του άρθρου 9 του Κανονισμού.

Επειδή, προς αποφυγή αμφιβολιών και σε περίπτωση που διαπιστωθούν ασυμφωνίες μεταξύ της αγγλικής έκδοσης της υπό σχετ. 11 κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) επί της Μεθοδολογίας Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM) και της συνημμένης υπό σχετ. 11 μετάφρασης στην ελληνική γλώσσα, η οποία δεν έχει εκπονηθεί από τη ΡΑΕ, η γλώσσα αναφοράς για την πρόταση αυτή είναι η αγγλική, το κείμενο της οποίας και φέρεται προς έγκριση ενώπιον της ώδε Ρυθμιστικής Αρχής.

Επειδή, κατά το άρθρο 22 του ν. 4001/ 2011 «Η ΡΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, παρακολουθεί και εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας... συμπεριλαμβανομένης της έκδοσης κανονιστικών και ατομικών πράξεων, ιδίως για την ...ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ενωσης...» και κατά το άρθρο 32 του ίδιου νόμου «1. Οι πράξεις και αποφάσεις της ΡΑΕ, ... δημοσιοποιούνται με ανάρτηση στην επίσημη ιστοσελίδα της. Οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της ΡΑΕ δημοσιεύονται επιπλέον στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως....».

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά το άρθρα 9 (παρ. 5 και 6) και 17 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, 6 του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185) και 22 και 32 του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179):

1. Τη λήψη απόφασης περί έγκρισης της πρότασης Μεθοδολογίας Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology - CGMM) από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς, ως τροποποιήθηκε το Μάρτιο του 2017, σύμφωνα με την ανωτέρω κοινή απόφαση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών (Energy Regulators Forum - ERF), ως εξής:

« All TSOs’ proposal for a common grid model methodology in accordance with Article 17 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

All TSOs, taking into account the following:

Whereas

(1) This document is a common proposal developed by all Transmission System Operators
(hereafter referred to as “TSOs”) regarding the development of a proposal for a common grid model methodology (hereafter referred to as "CGMM").

(2) This proposal (hereafter referred to as the “CGMM Proposal”) takes into account the general principles and goals set in Commission Regulation (EU) 2015/1222 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereafter referred to as “Regulation 2015/1222”) as well as Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (hereafter referred to as “Regulation (EC) No 714/2009”). The goal of Regulation 2015/1222 is the coordination and harmonisation of capacity calculation and allocation in the day-ahead and intraday cross-border markets. To facilitate these aims, it is necessary for all TSOs to use a common grid model. A common grid model can only be created on the basis of a common methodology for building such a model.

(3) While the CGMM described in the present CGMM Proposal enables a common grid model to be established, the delivery of the generation and load data required to establish the common grid model is addressed in the generation and load data provision methodology pursuant to Article 16 of Regulation 2015/1222.

(4) Article 17 of Regulation 2015/1222 constitutes the legal basis for this proposal and defines several specific requirements that the CGMM Proposal should take into account:

"1. By 10 months after the entering into force of this Regulation all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. The common grid model methodology shall enable a common grid model to be established. It shall contain at least the following items:

(a) a definition of scenarios in accordance with Article 18;

(b) a definition of individual grid models in accordance with Article 19;

(c) a description of the process for merging individual grid models to form the common grid model."

(5) Article 2(2) of Regulation 2015/1222 defines the common grid model as:
"a Union-wide data set agreed between various TSOs describing the main characteristic (sic) of the power system (generation, loads and grid topology) and rules for changing these characteristics during the capacity calculation process"

(6) Article 2(4) of Regulation 2015/1222 defines a scenario as:
"the forecasted status of the power system for a given time-frame"

(7) Article 2(1) of Regulation 2015/1222 defines an individual grid model as:
"a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model"

(8) The requirements set out in Article 17 are spelt out in more detail in Articles 18 and 19 of Regulation 2015/1222. Article 18 on scenarios outlines the following:
"1.All TSOs shall jointly develop common scenarios for each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1)(a) and (b). The common scenarios shall be used to describe a specific forecast situation for generation, load and grid topology for the transmission system in the common grid model.

2.One scenario per market time unit shall be developed both for the day-ahead and the intraday capacity calculation time-frames.

3.For each scenario, all TSOs shall jointly draw up common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line. These common rules shall be based on the best forecast of the net position for each bidding zone and on the best forecast of the flows on each direct current line for each scenario and shall include the overall balance between load and generation for the transmission system in the Union. There shall be no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges when defining scenarios, in line with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009." 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 outlines the following:

"When defining appropriate network areas in and between which congestion management is to apply, TSOs shall be guided by the principles of cost-effectiveness and minimisation of negative impacts on the internal market in electricity. Specifically, TSOs shall not limit interconnection capacity in order to solve congestion inside their own control area, save for the abovementioned reasons and reasons of operational security. If such a situation occurs, this shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users. Such a situation shall be tolerated only until a long-term solution is found. The

methodology and projects for achieving the long-term solution shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users."

(9) Article 19 sets out more specific requirements with respect to individual grid models, the basic building blocks of the common grid model:

"1.For each bidding zone and for each scenario:

(a) all TSOs in the bidding zone shall jointly provide a single individual grid model which complies with Article 18(3); or

(b) each TSO in the bidding zone shall provide an individual grid model for its control area, including interconnections, provided that the sum of net positions in the control areas, including interconnections, covering the bidding zone complies with Article 18(3).

2.Each individual grid model shall represent the best possible forecast of transmission system conditions for each scenario specified by the TSO(s) at the time when the individual grid model is created.

3.Individual grid models shall cover all network elements of the transmission system that are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.

4.All TSOs shall harmonise to the maximum possible extent the way in which individual grid models are built.

5.Each TSO shall provide all necessary data in the individual grid model to allow active and reactive power flow and voltage analyses in steady state.

6.Where appropriate, and upon agreement between all TSOs within a capacity calculation region, each TSO in that capacity calculation region shall exchange data between each other to enable voltage and dynamic stability analyses."

(10) Article 27(1) of Regulation 2015/1222 formulates a requirement related to the merging process: *"1. No later than six months after the decision on the generation and load data provision methodology referred to in Article 16 and the common grid model methodology referred to in Article 17, all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models."*

(11) The first paragraph of Article 9(9) of Regulation 2015/1222 sets out two further obligations: *"The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation."*

(12) Article 28(3) to (5) of Regulation 2015/1222 formulates additional obligations relevant for the CGMM Proposal:

"3. For each capacity calculation time-frame, each TSO shall establish the individual grid model for each scenario in accordance with Article 19, in order to merge individual grid models into a common grid model.

4. Each TSO shall deliver to the TSOs responsible for merging the individual grid models into a common grid model the most reliable set of estimations practicable for each individual grid model.

5. For each capacity calculation time-frame a single, Union-wide common grid model shall be created for each scenario as set out in Article 18 by merging inputs from all TSOs applying the capacity calculation process as set out in paragraph 3 of this Article."

(13) Article 9(9) of Regulation 2015/1222 requires that the expected impact of the CGMM Proposal on the objectives of Regulation 2015/1222 is described. The impact is presented below (points (14) to (23) of this Whereas Section).

(14) The CGMM Proposal contributes to and does not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 3 of Regulation 2015/1222. In particular, the CGMM Proposal serves the objective of promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity (Article 3(a) of Regulation 2015/1222) in contributing to coordinated capacity calculation by prescribing a common methodology for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(15) In respect of ensuring the optimal use of transmission infrastructure further to Article 3(b) of Regulation 2015/1222, the CGMM Proposal establishes a common methodology by which the common grid model is established, which will allow determinations to be made regarding the optimum availability of the transmission grid and thus, the optimal use of the transmission infrastructure.

(16) The CGMM Proposal takes into account operational security in accordance with Article 3(c) of Regulation 2015/1222 by requiring that individual grid models contain specific modelling of all grid elements, generation and load at 220 kV or above or of less than 220 kV where they are used in regional operational security analysis.

(17) In accordance with Article 3(d) of Regulation 2015/1222, and taking into account the capacity calculation methodologies to be developed under Regulation 2015/1222, the creation of the common grid model and use thereof in the capacity calculation process will optimise the calculation and allocation of cross-zonal capacity by ensuring a common methodology and inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common panEuropean grid model.

(18) By having a common grid model prepared on the basis of a common, binding methodology, the CGMM Proposal will ensure that the objective of fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOS, the Agency, regulatory authorities and market participants is met insofar as the creation of a common grid model is based on a binding methodology that has been subject to stakeholder consultation in accordance with Regulation 2015/1222 and that will be approved by regulatory authorities prior to application in the Union. The CGMM Proposal, in providing a

common, binding methodology for the provision of the common grid model, and noting the use of the common grid model in the capacity calculation process, additionally contributes to the general aim of equal access to cross-zonal capacity further to Article 3(e) of the Regulation 2015/1222.

(19) The CGMM Methodology ensures and enhances the transparency and reliability of information further to Article 3(f) of Regulation 2015/1222 by providing for monitoring of quality indicators and publishing the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 31(3) of Regulation 2015/1222.

(20) The CGMM Proposal also contributes to the objective of respecting the need for a fair and orderly market and price formation (Article 3(h) of the Regulation 2015/1222) through the provision of a common grid model to be used in the capacity calculation process on the basis of a common methodology specifying inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(21) The CGMM Proposal will contribute to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union by virtue of being a common model of the pan-European grid that will be used in a coordinated manner throughout the Union.

(22) Finally, the CGMM Proposal contributes to the objective of providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity (Article 3(j) of the Regulation 2015/1222) again by the provision of a common grid model, based on a common binding methodology, to be used in the capacity calculation process.

(23) In conclusion, the CGMM Proposal contributes to the general objectives of the Regulation 2015/1222 to the benefit of all TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING CGMM PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES:

Article 1 Subject matter and scope

1. The common grid model methodology described in this proposal is the common proposal of all TSOs in accordance with Article 17 of Regulation 2015/1222.
2. This methodology shall apply to all TSOs in the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2015/1222.
3. TSOs from jurisdictions outside the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2015/1222 may provide their IGM, allow it to be merged into the CGM, and join the CGM process on a voluntary basis, provided that

a. for them to do so is technically feasible and compatible with the requirements of
Regulation 2015/1222;
b. they agree that they shall have the same rights and responsibilities with respect to the CGM process as the TSOs referred to in paragraph 1; in particular, they shall accept that this methodology and the generation and load data provision methodology pursuant to Article
16 of Regulation 2015/1222 apply to the relevant parties in their control area as well;
c. they accept any other conditions related to the voluntary nature of their participation in the
CGM process that the TSOs referred to in paragraph 1 may set;
d. the TSOs referred to in paragraph 1 have concluded an agreement governing the terms of the voluntary participation with the TSOs referred to in this paragraph;
e. once TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis have demonstrated objective compliance with the requirements set out in (a), (b), (c), and (d), the TSOs referred to in paragraph 1, after checking that the criteria in (a), (b), (c), and (d) are met, have approved an application from the TSO wishing to join the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 9(2) of Regulation 2015/1222.

4. The TSOs referred to in paragraph 1 shall monitor that TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis pursuant to paragraph 3 respect their obligations. If a TSO participating in the CGM process pursuant to paragraph 3 does not respect its essential obligations in a way that significantly endangers the implementation and operation of Regulation 2015/1222, the TSOs referred to in paragraph 1 shall terminate that TSO's voluntary participation in the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 9(2) of Regulation 2015/1222.

Article 2 Definitions and interpretation

For the purposes of this proposal, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of Regulation 2015/1222 and the other items of legislation referenced therein. In addition, the following definitions shall apply:

1. 'adjacent grids' means the areas not part of but bordering on the control area or bidding zone for which an IGM is being created;
2. 'agreed measures' means remedial actions agreed to be implemented based upon a common grid model;
3. 'boundary point' means a virtual network element that demarcates the border between two TSOs such that with respect to the modelling of the network (i) all network elements on one side of the boundary point are assigned to the responsibility of one

TSO and (ii) all network elements on the other side of the boundary point are assigned to the responsibility of the other TSO and (iii) exactly one TSO is responsible for the modelling of each relevant network element;

4. 'CGM area' means the area covered by the common grid model; this is the set of (i) bidding zones whose TSOs contribute their IGM to the CGM plus (ii) the interconnections linking these bidding zones with bidding zones that do not contribute an individual grid model to the CGM (i.e., are not part of the CGM area);
5. 'CGM process' means all stages and all aspects of the process by which TSOs build and share individual grid models and merge these into common grid models;
6. 'equivalent model' means a set of modelled grid elements which together have the same electrical behavior as a part of the network. Equivalent models are obtained through a process known as model reduction;
7. 'maximum permissible TATL duration' means the maximum period of time that a loading in excess of the PATL and less than or equal to the TATL can be sustained without risk to the equipment;
8. 'network element' means an asset that is part of or connected to a transmission or distribution network including but not limited to grid elements, generation units, and loads;
9. 'operating assumptions' means the variable data such as schedules and settings for various items of equipment needed to describe the forecasted behavior of the transmission system;
10. 'operational monitoring limits' means a subset of operational security limits that a grid model has to comply with;
11. 'PATL (Permanent Admissible Transmission Loading)' means the maximum loading in amperes, MW or MVA that can be sustained on a transmission line, cable or transformer for an unlimited duration without risk to the equipment;
12. 'slack node' means a special virtual node that serves to balance active and reactive power in load flow studies;
13. 'TATL (Temporary Admissible Transmission Loading)' means the maximum loading in amperes, MW or MVA that can be sustained for a limited duration without risk to the equipment;
14. 'tripping current' means the maximum current threshold above which a transmission line, cable or transformer will trip without delay.

Article 3 Scenarios

1. When building individual grid models for each market time unit two days before the day of delivery for the day-ahead capacity calculation time-frame, each TSO shall apply the general principles set out in paragraph 3 as well as the specific principles for the day-ahead capacity calculation time-frame set out in paragraph 4.

2. When building individual grid models for each market time unit on the day before the day of delivery for the intraday capacity calculation time-frame, each TSO shall apply the general principles set out in paragraph 3 as well as the specific principles for the intraday capacity calculation time-frame set out in paragraph 5.
3. The following principles are applicable to all scenarios:
    a. forecast situation for grid topology
        i. outages, irrespective of the reason for the outage, shall be modelled regardless of whether the network element is expected to be unavailable for the entire duration of the scenario or only part thereof;
        ii. network elements that support voltage control shall be included although they may be switched off for operational reasons;
        iii. the topology shall reflect the operational situation.
    b. where structural data change during the time period that the scenario relates to
        i. network elements being added or removed shall be included for the entire duration of the scenario and shall be removed from the IGM topology in all scenarios where they are not available for at least part of the duration of the scenario;
        ii. changes in the characteristics of network elements shall be handled by including those characteristics the use of which is most conservative from the point of view of operational security;
    c. operational limits
        i. each TSO shall apply the appropriate limits corresponding to the target season to each network element; ii. for thermal limits, each TSO shall use both PATLs and TATLs.
4. The following specific principles are applicable to the scenarios for the day-ahead capacity calculation time-frame:
    a. with respect to the forecast situation for generation
        i. for intermittent generation each TSO shall use the latest forecast of intermittent generation;
        ii. for dispatchable generation each TSO shall take into account the planned outages and adjust forecast generation, taking into account forecast intermittent generation, such that it balances forecast load and grid losses and the net position;
    b. with respect to the forecast situation for load
        i. each TSO shall use the best forecast of load;
    c. with respect to the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line

i. each TSO shall follow the approach outlined in Article 19.

5. The following principles are applicable to the scenarios for the intraday capacity calculation timeframe:
   a. with respect to the forecast situation for generation
      i. for intermittent generation each TSO shall use the latest forecast of intermittent generation;
      ii. for dispatchable generation: each TSO shall use schedules;
   b. with respect to the forecast situation for load
      i. each TSO shall use the best forecast of load;
   c. with respect to the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line
      i. each TSO shall use the results of the day-ahead market pursuant to Article 18.

Article 4 Individual Grid Models

1. Each TSO shall build individual grid models for each of the scenarios described in Article 3(1) and 3(2).
2. When building IGMs, each TSO shall complete the following steps:
   a. create an up-to-date equipment model comprising the structural data described in Articles 5 to 11;
   b. identify and incorporate structural changes pursuant to the principles set out in Article 3;
   c. incorporate up-to-date operating assumptions by including the variable data described in
   Articles 12 to 16 in the model;
   d. exchange with all other TSOs the data described in Article 17 via the information platform referred to in Article 21;
   e. apply the common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line set out in Articles 18 and 19;
   f. ensure that the model is consistent with the net positions and flows on direct current lines established in accordance with Articles 18 and 19;
   g. ensure that remedial actions applied (if any) can be clearly identified and are consistent with the methodology for remedial actions in capacity calculation pursuant to Article 25 of Regulation 2015/1222 and the general objective of fair and non-discriminatory treatment pursuant to Article 3(e) of Regulation 2015/1222;
   h. perform a load flow solution in order to verify
      i.solution convergence;

ii. plausibility of nodal voltages and active and reactive power flows on grid elements;

iii. plausibility of the active and reactive power outputs of each generator;

iv. plausibility of the reactive power output / consumption of shunt-connected reactive devices; and

v. compliance with applicable operational security standards;

i. if required, modify the equipment model and / or operating assumptions and repeat step (h);

j. if applicable, carry out network reduction pursuant to Article 11;

k. as required by Article 28(3) and (4) of Regulation 2015/1222 export the IGM and make it available for merging into a common grid model via the information platform referred to in Article 21;

l. ensure that the IGM meets the quality criteria pursuant to Article 23;

m. repeat relevant steps as required and in accordance with the other obligations specified in this methodology.

3. Each TSO shall respect the process for merging IGMs into a CGM described in Article 20.

4. Each TSO shall update its IGM with agreed measures if applicable.

5. Each TSO shall respect the requirements set out in Article 22. All times stated in this CGMM Proposal refer to market time as defined in Article 2(15) of Regulation 2015/1222.

Article 5 Data to be included in IGMs

1. IGMs shall contain the elements of the high-voltage and extra high-voltage network insofar as these are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.
2. A unique identifier shall be provided for each network element included.
3. Where this methodology refers to a breakdown by primary energy sources, a breakdown into primary energy sources consistent with those used by the central information transparency platform pursuant to Regulation 543/2013 is required.

4. If any of the data required are not available to the TSO, the TSO shall use its best estimate instead.

Article 6 Grid elements

1. The grid elements described in paragraph 2 of this Article shall be included in each IGM regardless of whether these are operated by the TSO or a DSO (incl. CDSO) if these grid elements are of a voltage level
    a. of 220 kV or above;

   b. of less than 220 kV and the grid elements of which are used in regional operational security analysis.
2. The relevant grid elements and the data to be provided for these are
   a. sub-stations: voltage levels, busbar sections and if applicable to the modelling approach used by the TSO switching devices, to include switching device identifier and switching device type, comprising either breaker, isolator or load break switch;
   b. lines or cables: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected;
   c. power transformers including phase-shifting power transformers: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected, the type of tap changer, and type of regulation, where applicable;
   d. power compensation devices and flexible AC transmission systems (FACTS): type, electrical characteristics, and type of regulation where applicable.
3. A model or an equivalent model of those parts of the grid operated at a voltage of less than 220 kV shall be included in the IGM regardless of whether these parts of the grid are operated by the TSO or a DSO (incl. CDSO) if
   a. these parts of the grid have elements which are used in regional operational security analysis, or
   b. the relevant grid elements in those parts of the grid are connecting
      i. a generation unit or load modelled in detail in accordance with Article 8 or 9 to the 220 kV or higher voltage level;
      ii. two nodes at the 220 kV or higher voltage level.
4. Models and equivalent models pursuant to paragraph 3 shall contain at least aggregates of load separated from generation and generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 7 Boundary points

1. For each relevant border the TSOs concerned shall demarcate their respective responsibilities as far as the modelling of the network is concerned by agreeing on the corresponding boundary points.
2. Each TSO shall include all relevant network elements on its side of each boundary point in its IGM.
3. Each TSO shall include each boundary point in its IGM with a fictitious injection.

Article 8 Generation

1. Generation units including synchronous condensers and pumps shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level

a. of 220 kV or above;
b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.

2. Several identical or similar generation units may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For generation units modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.
3. Generation capacity not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both generation units modelled in detail and for aggregates of generation capacity, separated by primary energy sources and separated from load, the following data shall be included in the IGM:
   a. connection point;
   b. primary energy source.
5. For generation units modelled in detail the following data shall be included in the IGM:
   a. maximum active power and minimum active power; defined as those values which the generation unit can regulate to. In the case of hydroelectric pumped storage generation units, two cycles shall be modelled and two records have to be provided (i.e., one each for the generating and the pumping mode);
   b. the type of control mode, being one of the following: "disabled", "voltage control", "power factor control", "reactive power control" and, for voltage-controlled generation units, the regulated buses where the scheduled voltage is set up;
   c. maximum and minimum values of reactive power when the minimum and maximum active power is delivered as well as, if this is required for regional operational security analysis, the associated capability curve;
   d. the auxiliary load of the generation unit representing the internal demand of the generation unit shall be modelled as a non-conforming load at the connection point of the generation unit if this is required for regional operational security analysis.
6. For generation units modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:
   a. aggregates of generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 9 Load

1. Loads shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level
   a. of 220 kV or above;

b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.

2. Several identical or similar loads may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For loads modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.
3. Loads not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both loads modelled in detail and for aggregates of loads separated from generation the following data shall be included in the IGM:
    a. connection point;
    b. power factor or reactive power;
    c. conforming flag (where the value "true" means that the active and reactive power consumption of the load shall be scaled when scaling the overall load).
5. For loads modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:
    a. aggregates of loads (separated from generation) in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 10 HVDC links

1. HVDC links shall be modelled regardless of whether these are located entirely within a single bidding zone or they connect two bidding zones.
2. The TSO within whose bidding zone(s) the HVDC link is located or the TSOs whose bidding zones are connected by the HVDC link shall decide on the degree of detail with which the HVDC link is to be modelled. They shall base their decision on the functions for which the HVDC link is to be used. By default an HVDC link shall be modelled in detail and the AC/DC part of the HVDC link shall be exchanged by the TSOs concerned unless the functions that it is used for do not require this.
3. For both HVDC links modelled in detail and for those modelled in a simplified manner, the following data shall be included:
    a. connection points.
4. For cross-zonal HVDC links modelled in detail, the TSOs concerned shall agree on which of them is to provide the detailed model by either including it in its IGM or by making it available separately. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall include the detailed model in its

    IGM. Detailed models of HVDC links shall include
    a. electrical characteristics;
    b. type and characteristics of supported control modes.
5. HVDC links modelled in a simplified manner shall be represented by equivalent injections at the connection points.

6. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall endeavour to conclude an agreement with the owners of HVDC links not bound by this methodology with the aim of ensuring their cooperation in meeting the requirements set out in this Article.

Article 11 Modelling of adjacent grids

1. Each TSO shall model HVDC links with adjacent grids pursuant to Article 10.
2. Each TSO shall model AC links with adjacent grids as described in this Article.
3. At the start of the process described in Article 4, each TSO shall make use of an equivalent model of the adjacent grids in its IGM.

Article 12 Topology

1. When building its IGM, each TSO shall ensure that
   a. the IGM indicates the switched state, either open or closed, of all modelled switching devices;
   b. the IGM indicates the tap position of all modelled power transformers with tap changers including phase-shifting transformers;
   c. the topology of the IGM reflects the planned or forced unavailability of modelled items of equipment that are known or expected to be unavailable;
   d. the topology of the IGM is updated to reflect remedial actions pursuant to Article 25 of

Regulation 2015/1222 as well as topological agreed measures if applicable;

   e. taking into account c) and d), the topology of the IGM reflects the best forecast operational situation;
   f. the connectivity status of interconnectors and tie-lines to other TSOs is consistent with the

   IGMs of the relevant neighbouring TSOs;
   g. the topology of all IGMs created for intraday purposes shall reflect the forced unavailability of modelled equipment.

Article 13 Energy injections and loads

1. When building its IGM, each TSO shall respect the following general principles with respect to energy injections and loads:
   a. For the energy injections pattern
      i. the IGM specifies an active and reactive power injection for each modelled inservice generation unit including synchronous condensers and pumps and this is applicable for each generation unit

whether modelled in detail on an individual or composite basis or modelled as an aggregate;

ii. the specified active and reactive power injection for each modelled generation unit is consistent with the specified maximum and minimum active and reactive power limits and/or applicable reactive capability curve;

iii. active power injections associated with generation within the IGM shall be consistent with relevant remedial actions in accordance with Article 25 of Regulation 2015/1222 and other measures required to maintain the system within applicable operational security limits including but not limited to provision of sufficient upward and downward active power reserves as required for the purposes of frequency management;

b. For the load pattern

i. the IGM specifies an active and reactive power withdrawal for each modelled inservice load and pump;

ii. the sum of the active modelled load power withdrawals of modelled in-service loads and pumps shall match the total load of the considered scenario.

2. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to energy injections:

a. in order to establish the injection pattern for the relevant scenario, the TSO shall scale or otherwise individually modify the active power injections associated with the modelled generation units;

b. for generation units modelled in detail, the availability status shall take into account the following:

i. outage plans;

ii. testing profiles;

iii. scheduled unavailability;

iv. any active power capacity restrictions;

c. for dispatchable generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the following:

i. for all scenarios

1. the availability status;

2. the applicable priority dispatch policies and agreements;

ii. for the day-ahead capacity calculation timeframe, the best forecast dispatch based upon a selection of the following:

1. the relevant current, historical or forecast commercial/market data;

2. a distinction between base load generation and marginal generation;

3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;

4. any other relevant information;

iii. for the intraday capacity calculation timeframe

1. the latest available market schedules;

d. for dispatchable generation units modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account

i. for all scenarios the best forecast dispatch pattern based on a selection of the following:

1. relevant current, historical or forecast commercial/market data;
2. distinction between base load generation and marginal generation;
3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;
4. data on generation capacity of generation units modelled as aggregates, separated by primary energy sources and separated from load, and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected; 5. any other relevant information;

e. for all scenarios, for intermittent generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the availability status;

f. for all intermittent generation units whether modelled in detail or modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account

i. for the day-ahead capacity calculation timeframe the best forecast of intermittent generation derived from meteorological forecasts, updated no earlier than 15:00h in accordance with Article 14(3) of Regulation 2015/1222;

ii. for the intraday capacity calculation time-frame the latest forecast of intermittent generation derived from meteorological forecasts.

3. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to loads:

a. in order to establish the load pattern, the TSO shall scale or otherwise individually modify the nodal active and reactive power withdrawals associated with modelled loads and pumps;

b. for all scenarios this shall be based upon a selection of the following:

i. representative historical reference data for the relevant season, day, time, and other relevant data;
ii. SCADA and/or metered data;
iii. state estimated data;
iv. statistical analysis or forecast data;
v. distinction between conforming and non-conforming load;
vi. planned outages at least for loads modelled in detail;
vii. for loads modelled in detail maximum active power consumption and characteristics of reactive power control, where installed as well as maximum and minimum active power available for demand response and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response;
viii. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, aggregates of maximum and minimum active power available for demand response, separated from generation, and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response managed by the aggregator in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;
ix. any other relevant information;

c. for the day-ahead capacity calculation time-frame, for the loads modelled in detail that have demand response capacity, forecasts of demand response shall be based on
   i. forecast of unrestricted active power available for demand response and any planned demand response;
   ii. established generation shift keys, merit orders or participation factors;
d. for the intraday capacity calculation time-frame, for the loads modelled in detail the IGM shall reflect the scheduled active and forecast reactive consumption.

Article 14 Monitoring

1. When building each IGM, each TSO shall respect the rules set out in this Article with respect to operational monitoring limits for all modelled grid elements.
2. For each scenario all operational limits shall be consistent with operational conditions including but not limited to the season and other relevant environmental and meteorological factors.
3. For each scenario, each TSO shall ensure that

a. the IGM specifies, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment, either

i. a PATL if the rating does not depend upon meteorological conditions or the prefault loading; or

ii. the best forecast rating if the rating is dependent upon meteorological conditions or the pre-fault loading;

b. the IGM specifies, for the relevant assets, one or more TATLs, reflective of the corresponding season and based on the applicable PATL, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment;

c. the IGM specifies a TATL duration for all items of transmission equipment for which a

TATL is specified, for each TATL specified;

d. the IGM specifies a tripping current for each relevant item of explicitly modelled transmission equipment, if applicable;

e. the IGM appropriately reflects the maximum and minimum acceptable voltages at each nominal voltage level, as per relevant locally applicable codes, standards, licences, policies and agreements;

f. operational monitoring limits that apply to interconnectors and tie-lines to other TSOs are consistent with those specified in the IGMs of the relevant neighbouring TSOs;

g. operational monitoring limits specified in the IGM are consistent with operational security limits;

h. the IGM specifies artificial PATL and TATL limits on relevant individual items or groups of items of modelled transmission equipment in order to incorporate local transmission constraints that are not associated with steady state thermal or voltage security including constraints associated with transient or voltage stability;

i. for all equivalent models of transmission equipment and for modelled items of equipment not operated by the TSO, including distribution networks, that are relevant with respect to operational security analysis and cross-zonal capacity calculation, the IGM specifies appropriate equivalent operating limits.

Article 15 Control settings

1. When building each IGM, each TSO shall specify appropriate control settings for at least the following items of regulating equipment, where modelled and relevant:

a. power transformers and associated tap changers;

b. phase-shifting transformers and associated tap changers;

c. reactive compensation devices, including but not limited to

i. shunt compensators including shunt capacitors or reactors or discretely switchable banks of shunt capacitors or reactors;

ii. static VAR compensators;

iii. synchronous condensers;

iv. static synchronous compensators (STATCOMs) and other flexible AC transmission system (FACTS) devices;

d. generators assisting with voltage regulation;

e. DC equipment.

2. In the case of the items of equipment referred to in points (a), (b), (c), and (d) of paragraph 1, each IGM shall include the following information, where relevant:

a. regulation status -enabled/disabled;

b. regulation mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;

c. regulation target or target range in kV, MW, Mvar, p.u., or other appropriate units;

d. regulation target deadband;

e. regulation participation factor;

f. regulated node.

3. In the case of the items of equipment referred to in point (e) of paragraph 1, each IGM shall include all relevant information regarding the following, where relevant:

a. operating mode -inverter/rectifier;

b. control mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;

c. active power targets;

d. voltage targets;

e. regulated nodes.

4. Where a modelled item of DC equipment forms part of an interconnector each TSO shall ensure that the resultant flows on the interconnector are consistent with the agreed flows on direct current lines for the relevant scenario in accordance with Article 18.

5. Each TSO shall ensure that target voltages and target voltage ranges are reflective of the relevant scenario and are reflective of applicable voltage control policies and operational security limits.

6. Each TSO shall specify at least one slack node in each IGM for the purposes of managing mismatches between total generation and demand when performing a load flow solution.

Article 16 Assumptions on adjacent grids

1. When building each IGM each TSO shall update the operational assumptions with respect to adjacent grids with the most reliable set of estimations practicable. Following the successful completion of the checks described in Article 4(2)(h), the equivalent models of the adjacent grids shall be removed and replaced with equivalent injections at the relevant boundary points.
2. For each IGM the sum of injections at boundary points shall be equal to the corresponding net position.

Article 17 Associated information

1. In order to make it possible to apply rules to change the characteristics of individual grid models during capacity calculation and other relevant business processes, each TSO shall make the following information available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21: a. generation shift keys.

Article 18 Net positions and flows on direct current lines

1. For all scenarios for the day-ahead capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, each TSO shall follow the CGM alignment procedure described in Article 19 in order to comply with Article 18(3) of Regulation 2015/1222.
2. For all scenarios for the intraday capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, in order to comply with Article 18(3) of Regulation 2015/1222
   a. the best forecast of the net position for each bidding zone and of the flow on each direct current line shall be based on verified matched scheduled exchanges;
   b. each TSO shall share with all other TSOs the net position for its bidding zone(s) and the values for the flow on each direct current line used in its IGM via the information platform described in Article 21 in accordance with the CGM process described in Article 22.
3. For all scenarios pursuant to Article 3 in case of bidding zones connected by more than one direct current line, in order to comply with Article 18(3) of Regulation 2015/1222 the TSOs concerned shall agree on consistent values for the flows on direct current lines to be used in each TSO's IGM. These shall also be the values that the TSOs make available to all other TSOs.

Article 19 CGM alignment

1. For each scenario for the day-ahead capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, each TSO shall prepare and share with all other TSOs via the information platform referred to in Article 21 in accordance with the CGM process description set out in Article 22 its best forecast of:
   a. the net position for its bidding zone, being its preliminary net position;

b. the flow on each direct current line connected to its bidding zone being the preliminary flows on each direct current line;

c. any other input data required by the algorithm pursuant to paragraph 2.

2. All TSOs shall jointly define an algorithm which for each scenario and for all bidding zones aligns the preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line in such a way that following the adjustment by the algorithm

a. the sum of adjusted net positions for all bidding zones in the CGM area balances the targeted net position for the CGM area;

b. for all bidding zones connected by at least one direct current line the sum of flows on all direct current lines is mutually consistent for both bidding zones concerned.

3. The algorithm shall have the following properties or features in order to ensure that in accordance with Article 18(3) of Regulation 2015/1222 there is no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges:

a. the alignments of preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line shall be spread across all bidding zones and no bidding zone shall benefit from any preferential treatment or privileged status with respect to the operation of the algorithm;

b. in its objective function the algorithm shall give appropriate weight to the following when determining the adjustments required:

i. the size of the adjustments required to each preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, which shall be minimised;

ii. the ability of a bidding zone to adjust its preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, based on objective and transparent criteria; the algorithm shall specify objective and transparent consistency and quality criteria which the input data required from each TSO shall meet;

c. the algorithm shall be robust enough to provide the results pursuant to paragraph 2 in all circumstances given the input data provided to it.

4. TSOs shall agree on procedures:

a. to reduce the absolute value of the sum of preliminary net positions for all bidding zones in the CGM area; and

b. to provide updated input data if necessary; and

c. to take into account reserve capacity and stability limits if it becomes necessary to update input data.

5. TSOs shall regularly review and, if appropriate, improve the algorithm.

6. TSOs shall publish the algorithm as part of the data to be provided pursuant to Article 31(3) of Regulation 2015/1222. If the algorithm was modified during the reporting

period, TSOs shall clearly state which algorithm was in use during which period and they shall explain the reasons for modifying the algorithm.

7. All TSOs shall jointly ensure that the algorithm is accessible to the relevant parties via the information platform referred to in Article 21.

8. In accordance with Article 81 of Regulation 2015/1222 each TSO shall designate an alignment agent who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks in accordance with the process described in Article 22:

a. check the completeness and quality of the input data provided pursuant to paragraph 1 and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;

b. apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on all direct current lines that meet the requirements set out in paragraph 2 and make these available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;

c. ensure that the results obtained are consistent with those obtained by all other alignment agents (if any).

9. Pursuant to Article 4(2)(f), each TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the alignment agent.

Article 20 Common Grid Model

1. In accordance with Article 81 of Regulation 2015/1222 and pursuant to Article 27(1) of Regulation 2015/1222 each TSO shall designate a merging agent who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks according to the process described in Article 22:

a. check the consistency of the IGMs provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;

b. if an IGM fails the quality check referred to in (a), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in paragraph 4 and make this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;

c. apply the requirements pursuant to paragraph 2 in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 28(5) of Regulation 2015/1222 and make the resulting CGMs available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;

d. ensure that each CGM created is consistent with those obtained by all other merging agents (if any);

e. identify violations of operational security limits in the CGM;

f. obtain from the TSOs concerned IGMs updated in the light of the agreed measures if applicable and repeat steps (a) to (e) as required;

g. if applicable validate the resulting CGM and make it available via the information platform referred to in Article 21.

2. All TSOs shall jointly define the requirements applicable to the merging agents and the merging process in accordance with Article 24.

3. Each merging agent shall meet the requirements referred to in paragraph 2 and shall implement the requirements applicable to the merging process referred to in paragraph 2.

4. All TSOs shall jointly define substitution rules applicable to IGMs that do not meet the quality criteria set out in Article 23.

5. Each TSO shall provide the data required by the substitution rules referred to in paragraph 4 via the information platform referred to in Article 21.

Article 21 Information platform

1. All TSOs shall delegate the task of implementing and administering a joint information platform that provides at least the services described in paragraph 2 in accordance with Article 81 of Regulation 2015/1222.

2. The information platform shall at a minimum support the CGM process in the following ways and it shall have all the features required to this end:

a. intraday capacity calculation time-frame - each TSO shall be able to use the information platform in order to share with all other TSOs the net position for its bidding zone(s) and the values for the flow on each direct current line used in its IGM pursuant to the CGM process described in Article 22;

b. the information platform shall allow all relevant information on scheduled exchanges to be available from the information platform;

c. day-ahead capacity calculation time-frame - each TSO shall be able to use the information platform in order to share with all other TSOs pursuant to the CGM process described in Article 22 its best forecast of :

i. the net position for its bidding zone, comprising its preliminary net position;

ii. the flow on each direct current line connected to its bidding zone comprising the preliminary flows on each direct current line;

iii. any other input data required by the algorithm further to Article 19(2);

d. the algorithm pursuant to Article 19(2) shall be accessible via the information platform;

e. the alignment agent(s) shall be able to make the aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2) available to all TSOs via the information platform;

f. each TSO shall be able to make associated information specified in Article 17 available to all TSOs via the information platform;

g. each TSO shall be able to make all its IGMs available to all TSOs via the information platform;

h. for each TSO and each scenario, all data required by the substitution rules referred to in Article 20(5) shall be available via the information platform;

i. the information platform shall be able to provide information on the quality status of submitted IGMs including substitutions that were necessary;

j. all merging agents shall be able to make the CGM available to all TSOs via the information platform;

k. all information required with respect to boundary points pursuant to Article 7 shall be available via the information platform;

l. the following items of information and/or data shall be available to all TSOs via the information platform:

i. generation shift keys.

Article 22 CGM process

1. When preparing the CGM for the day-ahead capacity calculation time-frame, all TSOs, merging agents and alignment agents shall complete the following steps:

a. each TSO shall make preliminary net positions, preliminary flows on direct current lines as well as any other input data required for the CGM alignment process available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;

b. the alignment agent(s) shall check the completeness and quality of the input data provided pursuant to Article 19(1) and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;

c. the alignment agent(s) shall apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2);

d. the alignment agent(s) shall make these aligned net positions and aligned flows on direct current lines available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;

e. each TSO shall make its IGM available via the information platform pursuant to Article 21; pursuant to Article 4(2)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the alignment agent(s);

f. the TSO's merging agent shall

i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;

ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20 (5) and make

this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;

g. the TSO's merging agent shall

i. apply the requirements pursuant to Article 20(3) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 28(5) of Regulation 2015/1222 and make the resulting CGMs available to all TSOs and coordinated capacity calculators for the purpose of capacity calculation via the information platform referred to in Article 21;

ii. validate each CGM obtained and ensure it is consistent with those obtained by all other merging agents (if any);

2. When preparing the CGM for the intraday capacity calculation time-frame, all TSOs, merging agents, and alignment agents shall complete the following steps:

a. each TSO shall make its net position and flows on direct current lines for each scenario for the intraday capacity calculation time-frame available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21. TSOs in bidding zones where the cross-zonal intraday market for the following day opens before 16:30h shall use the data as of 16:00h;

b. each TSO shall make its IGM available via the information platform in accordance with Article 21; pursuant to Article 4(2)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the scheduled exchanges referred to in Article 18(2) as well as agreed measures determined on the basis of the CGM prepared in the previous time-frame;

c. the TSO's merging agent shall

i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;

ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20(5) and make this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;

d. the TSO's merging agent shall

i. apply the requirements specified in Article 20(3) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 28(5) of Regulation 2015/1222 and make the resulting CGMs available to all TSOs and coordinated capacity calculators for the purpose of capacity calculation via the information platform referred to in Article 21;

ii. validate each CGM obtained to ensure that it is consistent with those obtained by all other merging agents (if any);

e. following the validation of the CGM the merging agent shall, where applicable, make available an updated CGM including any agreed measures.

3. All TSOs shall ensure that the merging process and the CGM are completed in time for the day ahead and intraday operational deadlines set out in Regulation 2015/1222 and methodologies required by Regulation 2015/1222 to be met and such that the most accurate and up to date model possible can be delivered for the purpose of capacity calculation in each timeframe.

Article 23 Quality monitoring

1. All TSOs shall jointly define quality criteria that IGMs have to meet in order to be merged into a common grid model. An IGM that does not meet these quality criteria shall be replaced by a substitute IGM.

2. All TSOs shall jointly define quality criteria that CGMs have to meet before they can be made available via the information platform.

3. All TSOs shall jointly define criteria that the preliminary net positions and preliminary flows on direct current lines as well as the other input data required for the CGM alignment process pursuant to Article 19 have to meet. Data sets that do not meet these criteria shall be replaced by substitute data.

4. All TSOs shall jointly define quality indicators that make it possible to assess all stages of the CGM process including, in particular, the CGM alignment process described in Article 19. They shall monitor these quality indicators and publish the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 31(3) of Regulation 2015/1222.

Article 24 Timescale for implementation

1. Upon approval of the present methodology each TSO shall publish it on the internet in accordance with Article 9(14) of Regulation 2015/1222.

2. All TSOs shall jointly develop a governance framework for the information platform referred to in Article 21 which shall at a minimum address the topics of ownership, hosting, cost allocation, licensing requirements, and operational responsibility. This governance framework shall be prepared in a manner timely enough to allow all TSOs to meet the deadline set out in paragraph 3 and it shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222.

3. By six months after the approval of the present methodology all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models by completing the following tasks:

   a. all TSOs shall jointly develop the governance framework referred to in paragraph 2. They shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222;

   b. each TSO shall formalise the delegation agreement with the alignment agent referred to in Article 19. In devising this agreement each TSO shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222;

c. all TSOs shall jointly specify and develop the algorithm referenced in Article 19 and shall also specify the rules and process associated with the said algorithm. All TSOs will publish on the internet the specifications, rules and process associated with the algorithm referenced in Article 19;

d. all TSOs shall jointly define the quality criteria and quality indicators referred to in Article 23;

e. all TSOs shall jointly formulate the requirements with respect to merging agents and the merging process referred to in Article 20(2) as well as the substitution rules referred to in Article 20(4);

f. each TSO shall formalise the delegation agreement with the merging agent referred to in Article 20. In devising this agreement each TSO shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222.

4. By seven months after the approval of the present methodology or 14 July 2017, whichever is later, the information platform referred to in Article 21 shall be operational. All TSOs, all alignment agents, and all merging agents shall be connected to the information platform and shall be able to make use of all of its features as described in the present methodology.

5. By thirteen months after the approval of the present methodology or 14 January 2018, whichever is later, all TSOs shall jointly ensure that the CGM process is operational and available for use by coordinated capacity calculators.

6. All TSOs shall jointly prepare the available data related to quality monitoring in a sufficiently timely manner to allow these to be included in the first report referred to in Article 31 of Regulation 2015/1222 due by 14 August 2017. They shall prepare these data in subsequent years as required.

Article 25 Language

The reference language for this CGMM Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 9(14) of Regulation 2015/1222 and any version in another language the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the proposal. »

«Πρόταση όλων των ΔΣΜ για μια μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης

Όλοι οι ΔΣΜ έχοντας λάβει υπόψη τα ακόλουθα:

Εκτιμώντας τα ακόλουθα

(1) Το παρόν έγγραφο συνιστά κοινή πρόταση που εκπονήθηκε από όλους τους διαχειριστές συστήματος μεταφοράς (στο εξής «ΔΣΜ») όσον αφορά την ανάπτυξη πρότασης σχετικά με μια μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου (στο εξής «ΜΚΜΔ»).

(2) Στην πρόταση αυτή (στο εξής «πρόταση ΜΚΜΔ») λαμβάνονται υπόψη οι γενικές αρχές και οι στόχοι που καθορίζονται στον κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (στο εξής «κανονισμός 2015/1222»), όπως επίσης και στον κανονισμό (ΕΚ) αριθ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας (στο εξής «κανονισμός (ΕΚ) αριθ. 714/2009»). Ο κανονισμός 2015/1222 αποσκοπεί στον συντονισμό και την εναρμόνιση του υπολογισμού και της κατανομής της δυναμικότητας στις διασυνοριακές αγορές επόμενης ημέρας και τις ενδοημερήσιες διασυνοριακές αγορές. Προκειμένου να διευκολυνθεί η εκπλήρωση αυτών των στόχων, όλοι οι ΔΣΜ πρέπει να χρησιμοποιούν ένα κοινό μοντέλο δικτύου. Ένα κοινό μοντέλο δικτύου μπορεί να δημιουργηθεί μόνο βάσει μιας κοινής μεθοδολογίας για την κατασκευή ενός τέτοιου μοντέλου.

(3) Ενώ η ΜΚΜΔ, όπως περιγράφεται στην παρούσα πρόταση ΜΚΜΔ, καθιστά δυνατή τη συγκρότηση ενός κοινού μοντέλου δικτύου, η παροχή δεδομένων παραγωγής και φορτίου που απαιτούνται για την υιοθέτηση του κοινού μοντέλου δικτύου εξετάζεται στη μεθοδολογία παροχής δεδομένων παραγωγής και φορτίου δυνάμει του άρθρου 16 του κανονισμού 2015/1222.

(4) Το άρθρο 17 του κανονισμού 2015/1222 αποτελεί τη νομική βάση της παρούσας πρότασης και ορίζει διάφορες ειδικές απαιτήσεις που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη στην πρόταση ΜΚΜΔ.

«1. Εντός δέκα (10) μηνών από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, όλοι οι ΔΣΜ καταρτίζουν από κοινού πρόταση σχετικά με τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου. Η πρόταση υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 12.

2. Η μεθοδολογία για κοινό μοντέλο δικτύου καθιστά δυνατή την υιοθέτηση κοινού μοντέλου δικτύου.

Περιέχει τουλάχιστον τα ακόλουθα στοιχεία:

(α) καθορισμό σεναρίων, σύμφωνα με το άρθρο 18•

(β) καθορισμό ατομικών μοντέλων δικτύου, σύμφωνα με το άρθρο 19•

(γ) περιγραφή της διαδικασίας για τη συγχώνευση ατομικών μοντέλων δικτύου με στόχο τη διαμόρφωση του κοινού μοντέλου δικτύου».

(5) Στο άρθρο 2 παράγραφος 2 του κανονισμού 2015/1222, το κοινό μοντέλο δικτύου ορίζεται ως: «σύνολο δεδομένων σε επίπεδο Ένωσης το οποίο έχει συμφωνηθεί μεταξύ διαφόρων ΔΣΜ και περιγράφει τα κύρια χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγή, φορτία και τοπολογία δικτύου) και τους κανόνες για τη μεταβολή των εν λόγω χαρακτηριστικών κατά τη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας».

(6) Στο άρθρο 2 παράγραφος 4 του κανονισμού 2015/1222, το σενάριο ορίζεται ως:

«πρόγνωση της κατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για συγκεκριμένο χρονικό πλαίσιο»

(7) Στο άρθρο 2 παράγραφος 1 του κανονισμού 2015/1222, το ατομικό μοντέλο δικτύου ορίζεται ως:

«σύνολο δεδομένων το οποίο καταρτίζεται από τους αρμόδιους ΔΣΜ και περιγράφει τα χαρακτηριστικά συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγή, φορτίο και τοπολογία δικτύου) μαζί με τους συναφείς κανόνες για τη μεταβολή των εν λόγω χαρακτηριστικών κατά τον υπολογισμό της δυναμικότητας, και το οποίο προορίζεται να συγχωνευθεί με τις συνιστώσες άλλου ατομικού μοντέλου δικτύου με στόχο τη συγκρότηση κοινού μοντέλου δικτύου».

(8) Οι απαιτήσεις που ορίζονται στο άρθρο 17 εκτίθενται λεπτομερέστερα στα άρθρα 18 και 19 του κανονισμού 2015/1222. Στο άρθρο 18 σχετικά με τα σενάρια περιγράφονται συνοπτικά τα εξής:

«1. Όλοι οι ΑΣΜ αναπτύσσουν από κοινού σενάρια για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας που αναφέρεται στο άρθρο 14 παράγραφος 1 στοιχεία α) και β). Τα κοινά σενάρια χρησιμοποιούνται για την περιγραφή συγκεκριμένης κατάστασης πρόγνωσης για την παραγωγή, το φορτίο και την τοπολογία του δικτύου του συστήματος μεταφοράς στο κοινό μοντέλο δικτύου.

2. Αναπτύσσεται ένα σενάριο ανά αγοραία χρονική μονάδα τόσο για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας όσο και για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας.

3. Όλοι οι ΑΣΜ από κοινού καταρτίζουν κοινούς κανόνες για τον προσδιορισμό της καθαρής θέσης σε κάθε ζώνη προσφοράς και της ροής για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος. Οι εν λόγω κοινοί κανόνες βασίζονται στη βέλτιστη πρόγνωση της καθαρής θέσης για κάθε ζώνη προσφοράς και στη βέλτιστη πρόγνωση των ροών για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος για κάθε σενάριο, και περιλαμβάνουν τη συνολική εξισορρόπηση φορτίου και παραγωγής στο σύστημα μεταφοράς της Ένωσης. Κατά τον καθορισμό των σεναρίων δεν επιτρέπεται αναίτια διάκριση μεταξύ εσωτερικών και διαζωνικών ανταλλαγών, σύμφωνα με το σημείο 1.7 του παραρτήματος Ι του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 714/2009.»

Στο σημείο 1.7 του παραρτήματος Ι του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 714/2009 περιγράφονται συνοπτικά τα εξής:

«Όταν καθορίζονται ενδεδειγμένες περιοχές δικτύου στις οποίες και μεταξύ των οποίων πρόκειται να εφαρμοστεί διαχείριση συμφόρησης, οι ΑΣΜ εμπνέονται από τις αρχές της αποτελεσματικότητας συγκριτικά με το κόστος και ελαχιστοποίησης των αρνητικών επιπτώσεων στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενεργείας. Συγκεκριμένα, οι ΑΣΜ δεν περιορίζουν τη δυναμικότητα διασύνδεσης

ώστε να επιλύσουν το πρόβλημα της συμφόρησης εντός της δικής τους περιοχής ελέγχου, με εξαίρεση όταν συντρέχουν οι προαναφερόμενοι λόγοι και λόγοι επιχειρησιακής ασφάλειας. Αν συμβεί μια τέτοια κατάσταση, αυτή θα περιγράφεται και παρουσιάζεται κατά διαφανή τρόπο από τους ΑΣΜ σε όλους τους χρήστες του συστήματος. Μια τέτοια κατάσταση επιτρέπεται να γίνεται ανεκτή μόνον έως ότου ευρεθεί μακροπρόθεσμη λύση. Η μεθοδολογία και τα αναγκαία έργα για την επίτευξη της μακροπρόθεσμης λύσης περιγράφονται και παρουσιάζονται κατά διαφανή τρόπο από τους ΑΣΜ σε όλους τους χρήστες του συστήματος».

(9) Στο άρθρο 19 καθορίζονται ειδικότερες απαιτήσεις όσον αφορά τα ατομικά μοντέλα δικτύου, τα ποία αποτελούν τα βασικά συστατικά στοιχεία του κοινού μοντέλου δικτύου:

«1. Για κάθε ζώνη προσφοράς και για κάθε σενάριο:

(α) όλοι οι ΑΣΜ συγκεκριμένης ζώνης προσφοράς παρέχουν από κοινού ατομικό μοντέλο δικτύου το οποίο πληροί το άρθρο 18 παράγραφος 3• ή

(β) κάθε ΑΣΜ συγκεκριμένης ζώνης προσφοράς παρέχει ατομικό μοντέλο δικτύου για την οικεία περιοχή ελέγχου, συμπεριλαμβανομένων των γραμμών διασύνδεσης, υπό την προϋπόθεση ότι το άθροισμα των καθαρών θέσεων στις περιοχές ελέγχου που καλύπτουν τη ζώνη προσφοράς, συμπεριλαμβανομένων των γραμμών διασύνδεσης, πληροί το άρθρο 18 παράγραφος 3.

2. Κάθε ατομικό μοντέλο δικτύου αποτυπώνει την καλύτερη δυνατή πρόγνωση των συνθηκών του συστήματος μεταφοράς για κάθε σενάριο που προσδιορίζεται από τον ή τους ΑΣΜ τη στιγμή κατά την οποία δημιουργείται το ατομικό μοντέλο δικτύου.

3. Τα ατομικά μοντέλα δικτύου καλύπτουν όλα τα στοιχεία του δικτύου του συστήματος μεταφοράς που χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας για το σχετικό χρονικό διάστημα.

4. Όλοι οι ΑΣΜ εναρμονίζουν στον μέγιστο δυνατό βαθμό τον τρόπο δημιουργίας των ατομικών μοντέλων δικτύου.

5. Κάθε ΔΣΜ παρέχει όλα τα απαραίτητα δεδομένα του ατομικού μοντέλου δικτύου που καθιστούν δυνατές τις αναλύσεις ροής ενεργού και άεργου ισχύος και τάσης σε σταθερή κατάσταση.

6. Όπου κρίνεται σκόπιμο, και κατόπιν συμφωνίας μεταξύ όλων των ΔΣΜ εντός μιας περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας, οι ΔΣΜ της εν λόγω περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας ανταλλάσσουν μεταξύ τους δεδομένα που καθιστούν δυνατές τις αναλύσεις τάσης και δυναμικής ευστάθειας».

(10) Στο άρθρο 27 παράγραφος 1 του κανονισμού 2015/1222 διατυπώνεται μια απαίτηση σχετικά με τη διαδικασία συγχώνευσης:

«1. Το αργότερο έξι μήνες από την απόφαση για τη μεθοδολογία παροχής δεδομένων παραγωγής και φορτίου που αναφέρεται στο άρθρο 16 και για τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου που αναφέρεται στο άρθρο 17, όλοι οι ΔΣΜ οργανώνουν τη διαδικασία συγχώνευσης των ατομικών μοντέλων δικτύου».

(11) Στο πρώτο εδάφιο του άρθρου 9 παράγραφος 9 του κανονισμού 2015/1222 καθορίζονται δύο περαιτέρω υποχρεώσεις:

«Η πρόταση σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες περιλαμβάνει προτεινόμενο χρονοδιάγραμμα για την εφαρμογή τους και περιγραφή των αναμενόμενων επιπτώσεων τους στους στόχους του παρόντος κανονισμού».

(12) Στο άρθρο 28 παράγραφοι 3 έως 5 του κανονισμού 2015/1222 διατυπώνονται πρόσθετες υποχρεώσεις όσον αφορά την πρόταση ΜΚΜΔ:

«3. Για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας, κάθε ΔΣΜ καθορίζει ατομικό μοντέλο δικτύου για κάθε σενάριο συμφωνάμε το άρθρο 19, με σκοπό τη συγχώνευση των ατομικών μοντέλων δικτύου σε κοινό μοντέλο δικτύου.

4. Κάθε ΔΣΜ παρέχει στους ΔΣΜ που είναι αρμόδιοι για τη συγχώνευση των ατομικών μοντέλων δικτύου σε κοινό μοντέλο δικτύου την πλέον αξιόπιστη σειρά εφαρμόσιμων εκτιμήσεων για κάθε ατομικό μοντέλο δικτύου.

5. Για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας δημιουργείται ενιαίο, ενωσιακό κοινό μοντέλο δικτύου για κάθε σενάριο, όπως προβλέπεται στο άρθρο 18, με τη συγχώνευση των εισροών από όλους τους ΔΣΜ οι οποίοι εφαρμόζουν τη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας όπως προβλέπεται στην παράγραφο 3 του παρόντος άρθρου».

(13) Το άρθρο 9 παράγραφος 9 του κανονισμού 2015/1222 προβλέπει την περιγραφή του αντίκτυπου που αναμένεται να έχει η πρόταση ΜΚΜΔ στους στόχους του κανονισμού 2015/1222. Ο αντίκτυπος παρουσιάζεται παρακάτω [σημεία (14) έως (23) αυτής της ενότητας (Εκτιμώντας τα ακόλουθα)].

(14) Η πρόταση ΜΚΜΔ συμβάλλει στην επίτευξη των στόχων του άρθρου 3 του κανονισμού 2015/1222, χωρίς να την υπονομεύει με κανέναν τρόπο. Συγκεκριμένα, η πρόταση ΜΚΜΔ εξυπηρετεί τον στόχο προώθησης του αποδοτικού ανταγωνισμού κατά την παραγωγή, τις συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και τον εφοδιασμό με ηλεκτρική ενέργεια [άρθρο 3 στοιχείο α) του κανονισμού 2015/1222] μέσω της συμβολής της στον συντονισμένο υπολογισμό της δυναμικότητας προσδιορίζοντας μια κοινή μεθοδολογία για την προετοιμασία των ατομικών μοντέλων δικτύου που πρόκειται να συγχωνευτούν στο κοινό πανευρωπαϊκό μοντέλο δικτύου.

(15) Όσον αφορά τη διασφάλιση της βέλτιστης χρήσης των υποδομών μεταφοράς σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο β) του κανονισμού 2015/1222, η πρόταση ΜΚΜΔ θεσπίζει μια κοινή μεθοδολογία συγκρότησης του κοινού μοντέλου δικτύου, η οποία θα επιτρέπει τη δημιουργία προσδιορισμών σε σχέση με τη βέλτιστη διαθεσιμότητα του δικτύου μεταφοράς και, κατά συνέπεια, τη βέλτιστη χρήση των υποδομών μεταφοράς.

(16) Η πρόταση ΜΚΜΔ λαμβάνει υπόψη την επιχειρησιακή ασφάλεια σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο γ) του κανονισμού 2015/1222, απαιτώντας τα ατομικά μοντέλα δικτύου να περιέχουν ειδική μοντελοποίηση όλων των στοιχείων του δικτύου, της παραγωγής και του φορτίου σε τάση 220 kV ή υψηλότερη ή σε τάση χαμηλότερη από 220 kV, όπου θα χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας.

(17) Σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο δ) του κανονισμού 2015/1222 και λαμβάνοντας υπόψη τις μεθοδολο-

γίες υπολογισμού δυναμικότητας που θα αναπτυχθούν στο πλαίσιο του κανονισμού 2015/1222, η δημιουργία του κοινού μοντέλου δικτύου και η χρήση αυτού στη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας θα βελτιστοποιήσει τον υπολογισμό και την κατανομή της διαζωνικής δυναμικότητας εξασφαλίζοντας κοινή μεθοδολογία και εισροές για την προετοιμασία ατομικών μοντέλων δικτύου που θα συγχωνεύονται στο κοινό πανευρωπαϊκό μοντέλο δικτύου.

(18) Βασίζοντας την προετοιμασία του κοινού μοντέλου δικτύου σε μια κοινή, δεσμευτική μεθοδολογία, η πρόταση ΜΚΜΔ θα διασφαλίζει ότι ο στόχος της δίκαιης και αμερόληπτης μεταχείρισης των ΔΣΜ, των ΟΔΑΗΕ (ΝΕΜΟ), του Οργανισμού, των ρυθμιστικών αρχών και των συμμετεχόντων στην αγορά εκπληρώνεται στον βαθμό που η δημιουργία ενός κοινού μοντέλου δικτύου βασίζεται σε δεσμευτική μεθοδολογία,η οποία έχει υποβληθεί σε διαβούλευση με τα ενδιαφερόμενα μέρη σύμφωνα με τον κανονισμό 2015/1222 και η οποία προβλέπεται να εγκριθεί από τις ρυθμιστικές αρχές πριν από την εφαρμογή στην Ένωση. Η πρόταση ΜΚΜΔ παρέχοντας μια κοινή, δεσμευτική μεθοδολογία για την παροχή ενός κοινού μοντέλου δικτύου και αναγνωρίζοντας τη χρήση του κοινού μοντέλου δικτύου στη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας, συμβάλλει, επίσης, στον γενικό στόχο της ισότιμης πρόσβασης στη διαζωνική δυναμικότητα σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο ε) του κανονισμού 2015/1222.

(19) Η μεθοδολογία ΜΚΜΔ διασφαλίζει και ενισχύει τη διαφάνεια και την αξιοπιστία των πληροφοριών σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο στ) του κανονισμού 2015/1222 προβλέποντας την παρακολούθηση των ποιοτικών δεικτών και τη δημοσίευση των δεικτών και των αποτελεσμάτων παρακολούθησης, αποτελώντας μέρος των δεδομένων που πρέπει να παρέχονται δυνάμει του άρθρου 31 παράγραφος 3 του κανονισμού 2015/1222.

(20) Η πρόταση ΜΚΜΔ εξυπηρετεί, επίσης, τον στόχο περί σεβασμού της ανάγκης για δίκαιη και εύρυθμη διαμόρφωση της αγοράς και των τιμών [άρθρο 3 στοιχείο η) του κανονισμού 2015/1222] παρέχοντας ένα κοινό μοντέλο δικτύου που θα χρησιμοποιείται στη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας βάσει μιας κοινής μεθοδολογίας, η οποία προσδιορίζει τις εισροές για την προετοιμασία ατομικών μοντέλων δικτύων που θα συγχωνεύονται σε ένα κοινό πανευρωπαϊκό μοντέλο δικτύου.

(21) Η πρόταση ΜΚΜΔ θα συμβάλλει στην αποδοτική μακροπρόθεσμη λειτουργία και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ένωση αποτελώντας κοινό μοντέλο του πανευρωπαϊκού δικτύου που θα χρησιμοποιείται με συντονισμένο τρόπο σε ολόκληρη την Ένωση.

(22) Τέλος, η πρόταση ΜΚΜΔ συμβάλλει στον στόχο περί διασφάλισης πρόσβασης χωρίς διακρίσεις στη διαζωνική δυναμικότητα [άρθρο 3 στοιχείο ι) του κανονισμού 2015/1222], πάλι παρέχοντας ένα κοινό μοντέλο δικτύου που είναι βασισμένο σε μια κοινή δεσμευτική μεθοδολογία και το οποίο θα χρησιμοποιείται στη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας.

(23) Συμπερασματικά, η πρόταση ΜΚΜΔ συμβάλλει στους γενικούς στόχους του κανονισμού 2015/1222 προς όφελος όλων των ΔΣΜ, των ΟΔΑΗΕ, του Οργανισμού, των ρυθμιστικών αρχών και των συμμετεχόντων στην αγορά.

ΥΠΟΒΟΛΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΚΑΤΩ ΠΡΟΤΑΣΗΣ ΜΚΜΔ ΣΕ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ:

Άρθρο 1
Αντικείμενο και πεδίο εφαρμογής

1. Η μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου που περιγράφεται στην παρούσα πρόταση είναι η κοινή πρόταση όλων των ΔΣΜ σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού 2015/1222.

2. Η μεθοδολογία αυτή ισχύει για όλους τους ΔΣΜ στην περιοχή που αναφέρεται στο άρθρο 1 παράγραφος 2 του κανονισμού 2015/1222.

3. ΔΣΜ που προέρχονται από δικαιοδοσίες εκτός της περιοχής που αναφέρεται στο άρθρο 1 παράγραφος 2 του κανονισμού 2015/1222 δύνανται να παρέχουν το ατομικό μοντέλο δικτύου (ΑΜΔ) τους, να επιτρέπουν τη συγχώνευσή του στο ΚΜΔ και να συμμετέχουν στη διαδικασία ΚΜΔ σε προαιρετική βάση, υπό την προϋπόθεση ότι

α. είναι τεχνικά εφικτό γι΄αυτούς να το πράξουν αυτό, όπως επίσης και σύμφωνο με τις απαιτήσεις του κανονισμού 2015/1222·

β. συμφωνούν ότι όσον αφορά τη διαδικασία ΚΜΔ έχουν τα ίδια δικαιώματα και τις ίδιες ευθύνες με τους ΔΜΣ που αναφέρονται στην παράγραφο 1· αποδέχονται, ειδικότερα, ότι η μεθοδολογία αυτή και η μεθοδολογία παροχής δεδομένων παραγωγής και φορτίου δυνάμει του άρθρου 16 του κανονισμού 2015/1222 ισχύουν και για τα σχετικά μέρη, στην περιοχή ελέγχου αυτών·

γ. αποδέχονται τυχόν άλλες συνθήκες σε σχέση με την προαιρετική φύση της συμμετοχής τους στη διαδικασία ΚΜΔ που μπορεί να ορίσουν οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1·

δ. οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1 έχουν συνάψει με τους ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο αυτή μια συμφωνία που διέπει τους όρους της προαιρετικής συμμετοχής·

ε. από τη στιγμή που οι ΔΣΜ που συμμετέχουν στη διαδικασία ΚΜΔ σε προαιρετική βάση επιδείξουν αντικειμενική συμμόρφωση με τις απαιτήσεις που προβλέπονται στα σημεία α), β), γ) και δ), οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1, αφότου ελέγξουν ότι πληρούνται τα κριτήρια που αναφέρονται στα σημεία α), β), γ) και δ) εγκρίνουν αίτηση του ΔΣΜ που επιθυμεί να συμμετέχει στη διαδικασία ΚΜΔ σύμφωνα με τη διαδικασία που ορίζεται στο άρθρο 9 παράγραφος 2 του κανονισμού 2015/1222.

4. Οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1 ελέγχουν, εάν οι ΔΣΜ που συμμετέχουν στη διαδικασία ΚΜΔ σε προαιρετική βάση σύμφωνα με την παράγραφο 3, τηρούν τις υποχρεώσεις τους. Εάν ένας ΔΣΜ που συμμετέχει στη διαδικασία ΚΜΔ σύμφωνα με την παράγραφο 3 δεν τηρεί τις ουσιώδεις υποχρεώσεις και κατ’ αυτόν τον τρόπο, θέτει σημαντικά σε κίνδυνο την εφαρμογή και την εκτέλεση του κανονισμού 2015/1222, οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1 παύουν την εκούσια συμμετοχή του εν λόγω ΔΣΜ στη διαδικασία ΚΜΔ,

σύμφωνα με τη διαδικασία που προβλέπεται στο άρθρο 9 παράγραφος 2 του κανονισμού 2015/1222.

Άρθρο 2
Ορισμοί και ερμηνεία

Για τους σκοπούς της παρούσας πρότασης, οι όροι που περιέχονται σε αυτήν χρησιμοποιούνται κατά την έννοια των ορισμών του άρθρου 2 κανονισμού 2015/1222 και των λοιπών νομοθετικών πράξεων που αναφέρονται στο άρθρο αυτό. Επιπλέον, ισχύουν οι ακόλουθοι ορισμοί:

1. «γειτονικά δίκτυα»: οι περιοχές που δεν ανήκουν, αλλά συνορεύουν με την περιοχή ελέγχου ή τη ζώνη προσφοράς για την οποία δημιουργείται ένα ΑΜΔ·

2. «συμφωνηθέντα μέτρα»: διορθωτικές ενέργειες που έχει συμφωνηθεί να εφαρμοστούν και που είναι βασισμένες σε ένα κοινό μοντέλο·

3. «οριακό σημείο»: ένα στοιχείο εικονικού δικτύου που οριοθετεί τα σύνορα μεταξύ δύο ΔΣΜ κατά τρόπο που όσον αφορά τη μοντελοποίηση του δικτύου i) όλα τα στοιχεία του δικτύου που βρίσκονται στη μία πλευρά του οριακού σημείου ανατίθενται στην ευθύνη ενός ΔΣΜ, ii) όλα τα στοιχεία του δικτύου που βρίσκονται στην άλλη πλευρά του οριακού σημείου ανατίθενται στην ευθύνη του άλλου ΔΣΜ και iii) ακριβώς ένας ΔΣΜ είναι υπεύθυνος για τη μοντελοποίηση κάθε συναφούς στοιχείου του δικτύου·

4. «περιοχή ΚΜΔ»: η περιοχή που καλύπτεται από το κοινό μοντέλο δικτύου· πρόκειται για το σύνολο των i) ζωνών προσφοράς, οι ΔΣΜ των οποίων συνεισφέρουν στο ΚΜΔ με το ΑΜΔ τους συν των ii) γραμμών διασύνδεσης που ενώνουν αυτές τις ζώνες προσφοράς με τις ζώνες προσφοράς που δεν συνεισφέρουν στο ΚΜΔ με ένα ατομικό μοντέλο δικτύου (δηλ. οι ζώνες που δεν ανήκουν στην περιοχή ΚΜΔ)·

5. «διαδικασία ΚΜΔ»: όλα τα στάδια και όλες οι παράμετροι της διαδικασίας μέσω της οποίας οι ΔΣΜ κατασκευάζουν και μοιράζονται μεταξύ τους ατομικά μοντέλα δικτύου, τα οποία συγχωνεύουν σε κοινά μοντέλα δικτύου·

6. «ισοδύναμο μοντέλο»: σύνολο μοντελοποιημένων στοιχείων δικτύου, τα οποία σε συνδυασμό έχουν την ίδια ηλεκτρική συμπεριφορά με ένα μέρος του δικτύου. Τα ισοδύναμα μοντέλα προκύπτουν μέσα από μια διαδικασία που είναι γνωστή ως «μείωση μοντέλου»·

7. «μέγιστη επιτρεπόμενη διάρκεια ΠΕΦΜ»: το μέγιστο χρονικό διάστημα κατά το οποίο ένα φορτίο που ξεπερνά την ΜΕΦΜ και είναι μικρότερο ή ίσο της ΠΕΦΜ μπορεί να υποστηρίζεται χωρίς να υπάρχει κίνδυνος βλάβης του εξοπλισμού·

8. «στοιχείο δικτύου»: ένα περιουσιακό στοιχείο που είναι μέρος ή είναι συνδεδεμένο σε ένα δίκτυο μεταφοράς ή διανομής, το οποίο περιλαμβάνει, μεταξύ άλλων, στοιχεία δικτύου, μονάδες παραγωγής και φορτία·

9. «υποθέσεις σε σχέση με τη λειτουργία»: μεταβλητά δεδομένα, όπως χρονοδιαγράμματα και ρυθμίσεις για διάφορα στοιχεία του εξοπλισμού που είναι απαραίτητα για τη περιγραφή της προβλεπόμενης συμπεριφοράς του συστήματος μεταφοράς·

10. «όρια επιχειρησιακής παρακολούθησης»: ένα υποσύνολο ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας με τα οποία πρέπει να συμμορφώνεται ένα μοντέλο δικτύου·

11. «ΜΕΦΜ (μόνιμη επιτρεπτή φόρτιση μεταφοράς)»: το μέγιστο όριο φόρτισης σε αμπέρ, MW ή MVA που μπορεί να υποστηρίζεται σε μια γραμμή μεταφοράς, ένα καλώδιο ή έναν μετασχηματιστή για απεριόριστη χρονική διάρκεια χωρίς να υπάρχει κίνδυνος βλάβης του εξοπλισμού·

12. «ισοζυγιστικός κόμβος»: ένας ειδικός εικονικός κόμβος που εξυπηρετεί την εξισορρόπηση της ενεργού και άεργου ισχύος σε μελέτες ροής φορτίου·

13. «ΠΕΦΜ (προσωρινή επιτρεπτή φόρτιση μεταφοράς)»: το μέγιστο όριο φόρτισης σε αμπέρ, MW ή MVA που μπορεί να υποστηρίζεται για περιορισμένη χρονική διάρκεια χωρίς να υπάρχει κίνδυνος βλάβης του εξοπλισμού·

14. «ρεύμα απόκρισης: η μέγιστη οριακή τιμή ρεύματος πάνω από την οποία μια γραμμή μεταφοράς, καλώδιο ή μετασχηματιστής θα ενεργοποιηθεί χωρίς καθυστέρηση.

Άρθρο 3
Σενάρια

1. Κατά την κατασκευή ατομικών μοντέλων δικτύου για κάθε αγοραία χρονική μονάδα δύο ημέρες πριν από την ημερομηνία παράδοσης για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας, κάθε ΔΣΜ εφαρμόζει τις γενικές αρχές που ορίζονται στην παράγραφο 3, καθώς επίσης και τις ειδικές αρχές για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας που ορίζονται στην παράγραφο 4.

2. Κατά την κατασκευή ατομικών μοντέλων δικτύου για κάθε αγοραία χρονική μονάδα την ημέρα πριν από την ημερομηνία παράδοσης για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας, κάθε ΔΣΜ εφαρμόζει τις γενικές αρχές που ορίζονται στην παράγραφο 3, καθώς επίσης και τις ειδικές αρχές για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας που ορίζονται στην παράγραφο 5.

3. Οι παρακάτω αρχές ισχύουν για όλα τα σενάρια:

α. κατάσταση πρόγνωσης για τοπολογία δικτύου

i. οι διακοπές ρεύματος, ανεξαρτήτως της αιτίας που τις προκάλεσε, μοντελοποιούνται ανεξάρτητα από το εάν το στοιχείο του δικτύου αναμένεται να μην είναι διαθέσιμο καθ’ όλη τη διάρκεια του σεναρίου ή μόνο κατά τη διάρκεια ενός μέρους αυτού·

ii. περιλαμβάνονται στοιχεία δικτύου για τα οποία υποστηρίζεται η δυνατότητα ελέγχου της τάσης, παρόλο που ενδέχεται να απενεργοποιηθούν για επιχειρησιακούς λόγους·

iii. η τοπολογία αντικατοπτρίζει την επιχειρησιακή κατάσταση.

β. στις περιπτώσεις που τα διαρθρωτικά στοιχεία αλλάζουν κατά τη χρονική περίοδο που το σενάριο σχετίζεται με

i. στοιχεία του δικτύου που προστίθενται ή αφαιρούνται, πρέπει να συμπεριλαμβάνονται για ολόκληρη τη διάρκεια του σεναρίου και να αφαιρούνται από την τοπολογία ΑΜΔ σε όλα τα σενάρια, εάν δεν είναι διαθέσιμα τουλάχιστον για ένα μέρος της διάρκειας του σεναρίου·

ii. αλλαγές στα χαρακτηριστικά των στοιχείων του δικτύου, πρέπει στη διαχείρισή τους να συμπεριλαμβάνονται τα χαρακτηριστικά αυτά των οποίων η χρήση είναι η πιο συντηρητική από άποψη επιχειρησιακής ασφάλειας·

γ. επιχειρησιακά όρια

i. κάθε ΔΣΜ εφαρμόζει τα κατάλληλα όρια ανάλογα με την επιδιωκόμενη εποχή σε κάθε στοιχείο δικτύου·

ii. για τα θερμικά όρια, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί τόσο τις ΜΕΦΜ όσο και τις ΠΕΦΜ.

4. Οι παρακάτω ειδικές αρχές ισχύουν για τα σενάρια για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας:

α. όσον αφορά την κατάσταση πρόγνωσης για την παραγωγή

i. για διαλείπουσα παραγωγή, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί την τελευταία πρόγνωση διαλείπουσας παραγωγής·

ii. για παραγωγή με δυνατότητα μεταφοράς, κάθε ΔΣΜ λαμβάνει υπόψη του τις προγραμματισμένες διακοπές ρεύματος και προσαρμόζει την πρόγνωση για την παραγωγή, λαμβάνοντας υπόψη την πρόγνωση διαλείπουσας παραγωγής με τρόπο που εξισορροπεί το προβλεπόμενο φορτίο, τις απώλειες δικτύου και την καθαρή θέση·

β. όσον αφορά την κατάσταση πρόγνωσης για το φορτίο

i. κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί τη βέλτιστη πρόγνωση για το φορτίο·

γ. όσον αφορά την καθαρή θέση σε κάθε ζώνη προσφοράς και τη ροή για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος

i. κάθε ΔΣΜ ακολουθεί την προσέγγιση που περιγράφεται στο άρθρο 19.

5. Οι παρακάτω αρχές ισχύουν για τα σενάρια για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της ενδοημερήσιας δυναμικότητας: α. όσον αφορά την κατάσταση πρόγνωσης για την παραγωγή

i. για διαλείπουσα παραγωγή, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί την τελευταία πρόγνωση διαλείπουσας παραγωγής·

ii. για παραγωγή με δυνατότητα μεταφοράς: κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί χρονοδιαγράμματα·

β. όσον αφορά την κατάσταση πρόγνωσης για το φορτίο

i. κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί τη βέλτιστη πρόγνωση για το φορτίο·

γ. όσον αφορά την καθαρή θέση σε κάθε ζώνη προσφοράς και τη ροή για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος

i. κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί τα αποτελέσματα της αγοράς επόμενης ημέρας δυνάμει του άρθρου 18.

Άρθρο 4
Ατομικά μοντέλα δικτύου

1. Κάθε ΔΣΜ κατασκευάζει ατομικά μοντέλα δικτύου για καθένα από τα σενάρια που περιγράφονται στο άρθρο 3 παράγραφοι 1 και 2.

2. Κατά την κατασκευή ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ ολοκληρώνει τα βήματα που ακολουθούν:

α. δημιουργεί ένα ενημερωμένο μοντέλο εξοπλισμού που αποτελείται από τα διαρθρωτικά στοιχεία που περιγράφονται στα άρθρα 5 έως 11·

β. εντοπίζει και ενσωματώνει διαρθρωτικές αλλαγές σύμφωνες με τις αρχές που ορίζονται στο άρθρο 3·

γ. ενσωματώνει ενημερωμένες υποθέσεις για τη λειτουργία συμπεριλαμβάνοντας στο μοντέλο τα μεταβλητά δεδομένα που περιγράφονται στα άρθρα 12 έως 16·

δ. ανταλλάσσει με όλους τους υπόλοιπους ΔΣΜ τα δεδομένα που περιγράφονται στο άρθρο 17 μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

ε. εφαρμόζει τους κοινούς κανόνες για τον καθορισμό της καθαρής θέσης σε κάθε ζώνη προσφοράς και της ροής για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος, όπως ορίζονται στα άρθρα 18 και 19·

στ. διασφαλίζει ότι το μοντέλο παρουσιάζει συνοχή ως προς τις καθαρές θέσεις και ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος που καθορίζονται σύμφωνα με τα άρθρα 18 και 19·

ζ. διασφαλίζει ότι οι εφαρμοζόμενες διορθωτικές ενέργειες (εάν υπάρχουν) μπορούν να αναγνωρίζονται σαφώς και συνάδουν με τη μεθοδολογία για τις διορθωτικές ενέργειες στον υπολογισμό δυναμικότητας δυνάμει του άρθρου 25 του κανονισμού 2015/1222 και τον γενικό στόχο της δίκαιης και χωρίς διακρίσεις μεταχείρισης δυνάμει του άρθρου 3 στοιχείο ε) του κανονισμού 2015/1222·

η. εφαρμόζει μια λύση του προβλήματος ροής φορτίου προκειμένου να επαληθεύσει

i. τη σύγκλιση της λύσης·

ii. την αξιοπιστία των κομβικών τάσεων και των ροών ενεργούς και άεργου ισχύος στα στοιχεία δικτύου·

iii. την αξιοπιστία της παραγόμενης ενεργού και άεργου ισχύος κάθε γεννήτριας·

iv. την αξιοπιστία της παραγόμενης άεργου ισχύος / κατανάλωσης των παράλληλα συνδεδεμένων συσκευών αντιστάθμισης άεργου ισχύος·

v. τη συμμόρφωση με τα ισχύοντα πρότυπα επιχειρησιακής ασφάλειας·

θ. εάν απαιτείται, τροποποιεί το μοντέλο του εξοπλισμού και / ή τις υποθέσεις για τη λειτουργία και επαναλαμβάνει το βήμα (η)·

ι. κατά περίπτωση, διεξάγει μείωση δικτύου δυνάμει του άρθρου 11·

κ. όπως προβλέπεται στο άρθρο 28 παράγραφοι 3 και 4 του κανονισμού 2015/1222, προβαίνει σε εξαγωγή του ΑΜΔ και το διαθέτει για συγχώνευση σε ένα κοινό μοντέλο δικτύου μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

λ. διασφαλίζει ότι το ΑΜΔ πληροί τα ποιοτικά κριτήρια δυνάμει του άρθρου 23·

μ. επαναλαμβάνει τα σχετικά βήματα, όπως απαιτείται και σύμφωνα με τις λοιπές υποχρεώσεις που ορίζονται στην παρούσα μεθοδολογία.

3. Κάθε ΔΣΜ τηρεί τη διαδικασία για τη συγχώνευση των ΑΜΔ σε ένα ΚΜΔ, όπως περιγράφεται στο άρθρο 20.

4. Κάθε ΔΣΜ ενημερώνει το ΑΜΔ του με τα συμφωνηθέντα μέτρα κατά περίπτωση.

5 Κάθε ΔΣΜ τηρεί τις απαιτήσεις που ορίζονται στο άρθρο 22. Όλες οι αναφορές σε σχέση με τον χρόνο που γίνονται στην παρούσα πρόταση ΜΚΜΔ αναφέρονται σε αγοραία ώρα, όπως αυτή ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 15 του κανονισμού 2015/1222.

Άρθρο 5
Δεδομένα που πρέπει να περιλαμβάνονται στα ΑΜΔ

1. Τα ΑΜΔ περιέχουν στοιχεία του δικτύου υψηλής και υπερβολικά υψηλής τάσης στον βαθμό που αυτά χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας για το σχετικό χρονικό διάστημα.

2. Ένα μοναδικό αναγνωριστικό παρέχεται για κάθε στοιχείο του δικτύου που συμπεριλαμβάνεται.

3. Όπου η μεθοδολογία αυτή αναφέρεται σε κατανομή

ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας, απαιτείται κατανομή σε πρωτογενείς πηγές ενέργειας που συνάδουν με αυτές που χρησιμοποιούνται από την κεντρική πλατφόρμα για τη διαφάνεια πληροφόρησης δυνάμει του κανονισμού 543/2013.

4. Εάν οποιοδήποτε από τα δεδομένα που απαιτούνται δεν είναι διαθέσιμα στον ΔΣΜ, ο ΔΣΜ χρησιμοποιεί αντ’ αυτού την καλύτερη εκτίμησή του.

Άρθρο 6
Στοιχεία δικτύου

1. Τα στοιχεία δικτύου που περιγράφονται στην παράγραφο 2 του άρθρου αυτού συμπεριλαμβάνονται σε όλα τα ΑΜΔ ασχέτως από το εάν λειτουργούνται από τον ΔΣΜ ή έναν ΔΣΔ (συμπεριλαμβανομένου του ΔΚΣΔ), εφόσον τα συγκεκριμένα στοιχεία δικτύου είναι σε επίπεδο τάσης

α. 220 kV ή υψηλότερο·

β. χαμηλότερο από 220 kV και τα στοιχεία δικτύου αυτών που χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας.

2. Τα συναφή στοιχεία του δικτύου και τα δεδομένα που πρέπει να παρέχονται γι’ αυτά είναι τα εξής:

α. υποσταθμοί: επίπεδα τάσης, τμήματα ζυγού μεταφοράς και, εφόσον μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην προσέγγιση μοντελοποίησης που ακολουθείται από τον ΔΣΜ, διατάξεις μεταγωγής, οι οποίες πρέπει να περιλαμβάνουν αναγνωριστικό της διάταξης μεταγωγής και τύπο της διάταξης μεταγωγής, αποτελώντας είτε διακόπτη ισχύος, αποζεύκτη (απομονωτή) είτε διακόπτη απόζευξης φορτίου·

β. γραμμές ή καλώδια: ηλεκτρικά χαρακτηριστικά, οι υποσταθμοί στους οποίους αυτά είναι συνδεδεμένα·

γ. μετασχηματιστές ισχύος συμπεριλαμβανομένων μετασχηματιστών ισχύος μετατόπισης φάσης: ηλεκτρικά χαρακτηριστικά, οι υποσταθμοί στους οποίους αυτά είναι συνδεδεμένα, ο τύπος του μεταγωγέα τάσης και ο τύπος ρύθμισης, κατά περίπτωση·

δ. συσκευές αντιστάθμισης ισχύος και ευέλικτα συστήματα μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος (FACTS): τύπος, ηλεκτρικά χαρακτηριστικά και τύπος ρύθμισης, κατά περίπτωση.

3. Ένα μοντέλο ή ένα ισοδύναμο μοντέλο των μερών του δικτύων που λειτουργούν σε τάση χαμηλότερη των 220 kV συμπεριλαμβάνεται στο ΑΜΔ ανεξάρτητα από το εάν τη διαχείριση αυτών των μερών του δικτύου αναλαμβάνει ο ΔΣΜ ή ένας ΔΣΔ (συμπεριλαμβανομένου του ΔΚΣΔ) εάν

α. αυτά τα μέρη του δικτύου περιέχουν στοιχεία που χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας ή

β. τα συναφή στοιχεία δικτύου σε αυτά τα μέρη του δικτύου συνδέουν

i. μια μονάδα παραγωγής ή φορτίου που μοντελοποιείται λεπτομερώς σύμφωνα με το άρθρο 8 ή το άρθρο 9 σε επίπεδο τάσης 220 kV ή υψηλότερο· ή

ii. δύο κόμβους σε επίπεδο τάσης 220 kV ή υψηλότερο.

4. Σύμφωνα με την παράγραφο 3, τα μοντέλα και ισοδύναμα μοντέλα περιέχουν τουλάχιστον συσσωρεύσεις φορτίου διαχωριζόμενες από την παραγωγή και τη δυναμικότητα παραγωγής, διαχωριζόμενες ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας και διαχωριζόμενες από το φορτίο των αντίστοιχων μερών του δικτύου, κατανεμημένες ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου.

Άρθρο 7
Οριακά σημεία

1. Για κάθε σχετικό σύνορο, οι σχετικοί ΔΣΜ προσδιορίζουν τις αντίστοιχες ευθύνες τους όσον αφορά τη μοντελοποίηση του δικτύου ερχόμενοι σε συμφωνία σχετικά με τα αντίστοιχα οριακά σημεία.

2. Κάθε ΔΣΜ συμπεριλαμβάνει στο ΑΜΔ του όλα τα συναφή στοιχεία δικτύου που βρίσκονται στη δική του πλευρά σε σχέση με κάθε οριακό σημείο.

3. Κάθε ΔΣΜ συμπεριλαμβάνει όλα τα οριακά σημεία στο ΑΜΔ του με μια εικονική έγχυση.

Άρθρο 8
Παραγωγή

1. Οι μονάδες παραγωγής συμπεριλαμβανομένων των σύγχρονων συμπυκνωτών μοντελοποιούνται λεπτομερώς, εάν συνδέονται σε επίπεδο τάσης

α. 220 kV ή υψηλότερο·

β. χαμηλότερο από 220 kV και χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας.

2. Αρκετές πανομοιότυπες ή παρόμοιες μονάδες παραγωγής δύνανται να μοντελοποιηθούν λεπτομερώς σε συγκεντρωτικό επίπεδο, εάν αυτή η προσέγγιση μοντελοποίησης είναι επαρκής όσον αφορά την περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας. Για τις μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς σε συγκεντρωτικό επίπεδο, συμπεριλαμβάνεται ένα ισοδύναμο μοντέλο στο ΑΜΔ.

3. Η δυναμικότητα της παραγωγής που δεν μοντελοποιείται λεπτομερώς, συμπεριλαμβάνεται στο ΑΜΔ όντας μοντελοποιημένη με τη μορφή σημείων συσσώρευσης.

4. Τόσο για τις μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς όσο και για τις συσσωρεύσεις της δυναμικότητας παραγωγής που διαχωρίζονται ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας και από το φορτίο, συμπεριλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

α. σημείο σύνδεσης·

β. πηγή πρωτογενούς ενέργειας.

5. Για τις μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, συμπεριλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

α. μέγιστη ενεργός ισχύς και ελάχιστη ενεργός ισχύς, οριζόμενες ως οι τιμές αυτές στις οποίες μπορεί να γίνει ρύθμιση της μονάδας παραγωγής. Όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μονάδες αποθήκευσης μέσω άντλησης νερού, μοντελοποιούνται δύο κύκλοι και πρέπει να παρέχονται δύο αρχεία (δηλαδή, ένα για την κατάσταση λειτουργίας παραγωγής και ένα για την κατάσταση λειτουργίας άντλησης)·

β. είδος κατάστασης λειτουργίας ελέγχου, η οποία μπορεί να είναι:«ανενεργή», «έλεγχος τάσης», «έλεγχος συντελεστή ισχύος», «έλεγχος άεργου ισχύος» και, για μονάδες παραγωγής ελεγχόμενης τάσης, οι ρυθμισμένοι ζυγοί στους οποίους γίνεται η ρύθμιση της προγραμματισμένης τάσης·

γ. οι μέγιστες και ελάχιστες τιμές άεργου ισχύος κατά

την απόδοση της ελάχιστης και μέγιστης ενεργού ισχύος, όπως επίσης και η σχετική καμπύλη ικανότητας, εφόσον αυτό απαιτείται για την περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας·

δ. το βοηθητικό φορτίο της μονάδας παραγωγής που αντιπροσωπεύει την εσωτερική ζήτηση της μονάδας παραγωγής μοντελοποιείται ως μη συμμορφούμενο φορτίο στο σημείο σύνδεσης της μονάδας παραγωγής, εάν αυτό απαιτείται για την περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας.

6. Για τις μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται ως σημεία συσσώρευσης, περιλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

α. συσσωρεύσεις της δυναμικότητας παραγωγής διαχωριζόμενες ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας και διαχωριζόμενες από το φορτίο των αντίστοιχων μερών του δικτύου, κατανεμημένες ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου.

Άρθρο 9
Φορτίο

1. Τα φορτία μοντελοποιούνται λεπτομερώς, εάν συνδέονται σε επίπεδο τάσης

α. 220 kV ή υψηλότερο·

β. χαμηλότερο από 220 kV και χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας.

2. Αρκετά πανομοιότυπα ή παρόμοια μοντέλα δύνανται να μοντελοποιούνται λεπτομερώς σε συγκεντρωτικό επίπεδο, εάν αυτή η προσέγγιση μοντελοποίησης είναι επαρκής όσον αφορά την περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας. Για τα μοντέλα που μοντελοποιούνται λεπτομερώς σε συγκεντρωτικό επίπεδο, συμπεριλαμβάνεται ένα ισοδύναμο μοντέλο στο ΑΜΔ.

3. Τα φορτία που δεν μοντελοποιούνται λεπτομερώς, συμπεριλαμβάνονται στο ΑΜΔ όντας μοντελοποιημένα με τη μορφή σημείων συσσώρευσης.

4. Τόσο για τα φορτία που μοντελοποιούνται λεπτομερώς όσο και για τα σημεία συσσώρευσης των φορτίων που διαχωρίζονται από την παραγωγή, περιλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

α. σημείο σύνδεσης·

β. συντελεστής ισχύος ή άεργος ισχύ·

γ. συμμορφούμενη σήμανση (όπου η τιμή «αληθής» δηλώνει ότι η αναλογία κατανάλωσης ενεργού και άεργου ισχύος του φορτίου διαβαθμίζεται κατά τη διαβάθμιση του συνολικού φορτίου).

5. Για τα φορτία που μοντελοποιούνται ως σημεία συσσώρευσης, περιλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

α. συσσωρεύσεις φορτίων (διαχωριζόμενες από την παραγωγή) στα αντίστοιχα μέρη του δικτύου, κατανεμημένες ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου.

Άρθρο 10
Συνδέσεις HVDC

1. Οι συνδέσεις συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης (HVDC) μοντελοποιούνται ανεξάρτητα από το εάν βρίσκονται εξολοκλήρου εντός μιας ενιαίας ζώνης προσφοράς ή εάν συνδέουν δύο ζώνες προσφοράς.

2. Ο ΔΣΜ εντός της ζώνης ή των ζωνών προσφοράς του οποίου βρίσκεται η σύνδεση HVDC ή οι ΔΣΜ οι ζώνες προσφοράς των οποίων συνδέονται μέσω της σύνδεσης HVDC αποφασίζουν ως προς τον βαθμό της λεπτομέρειας με την οποία πρέπει να μοντελοποιηθεί η σύνδεση HVDC. Βασίζουν την απόφασή τους στις λειτουργίες για τις οποίες πρόκειται να χρησιμοποιηθεί η σύνδεση HVDC. Από προεπιλογή, μια σύνδεση HVDC μοντελοποιείται λεπτομερώς και το μέρος AC/DC αυτής ανταλλάσσεται από τους σχετικούς ΔΣΜ, εκτός εάν δεν το απαιτούν οι λειτουργίες για τις οποίες χρησιμοποιείται.

3. Τόσο για τις συνδέσεις HVDC που μοντελοποιούνται λεπτομερώς όσο και για αυτές που μοντελοποιούνται με απλουστευμένο τρόπο, περιλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα:

α. σημεία σύνδεσης.

4. Για διαζωνικές συνδέσεις HVDC που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, οι σχετικοί ΔΣΜ συμφωνούν ως προς το ποιος από αυτούς πρέπει να παρέχει το λεπτομερές μοντέλο είτε συμπεριλαμβάνοντάς το στο ΑΜΔ τους είτε διαθέτοντάς το ξεχωριστά. Στην περίπτωση συνδέσεων HVDC που συνδέουν την περιοχή ΚΜΔ με μια ζώνη προσφοράς που δεν ανήκει στην περιοχή ΚΜΔ, ο ΔΣΜ που βρίσκεται εντός της περιοχής ΚΜΔ συμπεριλαμβάνει το λεπτομερές μοντέλο στο ΑΜΔ του.

Τα λεπτομερή μοντέλα συνδέσεων HVDC περιλαμβάνουν

α. ηλεκτρικά χαρακτηριστικά·

β. τύπο και χαρακτηριστικά των υποστηριζόμενων καταστάσεων λειτουργίας ελέγχου.

5. Οι συνδέσεις HVDC που μοντελοποιούνται με απλουστευμένο τρόπο αντιπροσωπεύονται με ισοδύναμες εγχύσεις στα σημεία σύνδεσης.

6. Στην περίπτωση συνδέσεων HVDC που συνδέουν την περιοχή ΚΜΔ με μια ζώνη προσφοράς που δεν ανήκει στην περιοχή ΚΜΔ, ο ΔΣΜ που βρίσκεται εντός της περιοχής ΚΜΔ επιδιώκει να συνάψει συμφωνία με τους ιδιοκτήτες των συνδέσεων HVDC που δεν δεσμεύονται από την παρούσα μεθοδολογία με στόχο να διασφαλίσει τη συνεργασία τους όσον αφορά την τήρηση των απαιτήσεων που ορίζονται σε αυτό το άρθρο.

Άρθρο 11
Μοντελοποίηση γειτονικών δικτύων

1. Κάθε ΔΣΜ μοντελοποιεί συνδέσεις HVDC με γειτονικά δίκτυα δυνάμει του άρθρου 10.

2. Κάθε ΔΣΜ μοντελοποιεί συνδέσεις AC με γειτονικά δίκτυα, όπως περιγράφεται σε αυτό το άρθρο.

3. Στην αρχή της διαδικασίας που περιγράφεται στο άρθρο 4, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί ένα ισοδύναμο μοντέλο των γειτονικών δικτύων στο ΑΜΔ του.

Άρθρο 12
Τοπολογία

1. Κατά την κατασκευή του ΑΜΔ του, κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι:

α. το ΑΜΔ υποδεικνύει τη μεταγόμενη κατάσταση, είτε ανοικτή ή κλειστή όλων των μοντελοποιημένων συσκευών μεταγωγής·

β. το ΑΜΔ υποδεικνύει τη θέση μεταγωγέα όλων των μοντελοποιημένων μετασχηματιστών ισχύος συμπεριλαμβανομένων των μετασχηματιστών ισχύος μετατόπισης φάσης·

γ. η τοπολογία του ΑΜΔ αντικατοπτρίζει την προγραμματισμένη ή αναγκαστική μη διαθεσιμότητα των μοντελοποιημένων στοιχείων του εξοπλισμού, η μη διαθεσιμότητα των οποίων είναι γνωστή ή αναμενόμενη·

δ. η τοπολογία του ΑΜΔ ενημερώνεται προκειμένου να αντανακλά διορθωτικές ενέργειες δυνάμει του άρθρου 25 του κανονισμού 2015/1222, όπως επίσης και τοπολογικά συμφωνηθέντα μέτρα κατά περίπτωση·

ε. λαμβάνοντας υπόψη τα σημεία γ) και δ), η τοπολογία του ΑΜΔ αντανακλά τη βέλτιστη κατάσταση πρόγνωσης για τη λειτουργία·

στ. η κατάσταση συνδεσιμότητας των διασυνδέσεων και των ιδιωτικών γραμμών ζεύξης με άλλους ΔΣΜ παρουσιάζει συνέπεια ως προς τα ΑΜΔ των συναφών γειτονικών ΔΣΜ·

ζ. η τοπολογία όλων των ΑΜΔ που δημιουργούνται για ενδοημερήσιους σκοπούς αντικατοπτρίζει την αναγκαστική μη διαθεσιμότητα του μοντελοποιημένου εξοπλισμού.

Άρθρο 13
Εγχύσεις και φορτία ενέργειας

1. Κατά την κατασκευή του ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις παρακάτω γενικές αρχές όσον αφορά τις εγχύσεις και τα φορτία ενέργειας:

α. Για το μοτίβο εγχύσεων ενέργειας

i. το ΑΜΔ καθορίζει μια έγχυση ενεργού και άεργου ισχύος για κάθε μοντελοποιημένη μονάδα παραγωγής σε λειτουργία, συμπεριλαμβανομένων σύγχρονων συμπυκνωτών και αντλιών και αυτό ισχύει για κάθε μονάδα παραγωγής είτε μοντελοποιείται λεπτομερώς σε ατομικό ή συγκεντρωτικό επίπεδο είτε μοντελοποιείται με τη μορφή στοιχείου συσσώρευσης·

ii. η καθορισμένη έγχυση ενεργού και άεργου ισχύος για κάθε μοντελοποιημένη μονάδα παραγωγής είναι συνεπής ως προς τα καθορισμένα όρια μέγιστης και ελάχιστης ενεργού και άεργου ισχύος και/ή την ισχύουσα καμπύλη ικανότητας άεργου ισχύος·

iii. οι εγχύσεις ενεργού ισχύος που σχετίζονται με την παραγωγή εντός του ΑΜΔ συνάδουν με τις συναφείς διορθωτικές ενέργειες σύμφωνα με το άρθρο 25 του κανονισμού 2015/1222 και με άλλα μέτρα που απαιτούνται για τη διατήρηση του συστήματος εντός των ισχυόντων ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας συμπεριλαμβανομένης, μεταξύ άλλων, της παροχής ικανοποιητικού αποθεματικού ενεργού ισχύος, καθοδικά ή ανοδικά ενεργοποιούμενου, όπως απαιτείται για τους σκοπούς διαχείρισης της συχνότητας·

β. Για το μοτίβο φορτίου

i. το ΑΜΔ προσδιορίζει μια άντληση ενεργού και άεργου ισχύος για κάθε μοντελοποιημένο φορτίο και αντλία σε λειτουργία·

ii. το άθροισμα των αντλήσεων ενεργού ισχύος μοντελοποιημένου φορτίου των μοντελοποιημένων φορτίων και αντλιών σε λειτουργία αντιστοιχεί στο συνολικό φορτίο του υπό εξέταση σεναρίου.

2. Κατά την κατασκευή του ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις παρακάτω αρχές όσον αφορά τις εγχύσεις ενέργειας:

α. προκειμένου να καθορίσει το μοτίβο έγχυσης για το σχετικό σενάριο, ο ΔΣΜ διαβαθμίζει ή εναλλακτικά τροποποιεί μεμονωμένα τις εγχύσεις ενεργού ισχύος που σχετίζονται με τις μοντελοποιημένες μονάδες παραγωγής·

β. για μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, στην κατάσταση διαθεσιμότητας λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

i. σχέδια διακοπής·

ii. προφίλ για δοκιμές·

iii. προγραμματισμένη μη διαθεσιμότητα·

iv. τυχόν περιορισμοί δυναμικότητας ενεργού ισχύος·

γ. για μονάδες παραγωγής με δυνατότητα διανομής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, στο μοντελοποιημένο μοτίβο διανομής λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

i. για όλα τα σενάρια

1. η κατάσταση διαθεσιμότητας·

2. οι ισχύουσες πρακτικές διανομής προτεραιότητας και συμφωνίες·

ii. για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας, η βέλτιστη πρόγνωση για τη διανομή που βασίζεται σε επιλογή των παρακάτω:

1. συναφή τρέχοντα, ιστορικά ή προβλεπόμενα εμπορικά δεδομένα/δεδομένα αγοράς·

2. διάκριση μεταξύ παραγωγής φορτίου βάσης και περιθωριακής παραγωγής·

3. καθορισμένες κλείδες μετατόπισης παραγωγής, αξιολογικές κατατάξεις ή συντελεστές συμμετοχής·

4. λοιπές σχετικές πληροφορίες·

iii. για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας

1. τελευταία διαθέσιμα χρονοδιαγράμματα της αγοράς·

δ. για μονάδες παραγωγής με δυνατότητα διανομής που μοντελοποιούνται με τη μορφή σημείων συσσώρευσης, στο μοντελοποιημένο μοτίβο διανομής λαμβάνονται υπόψη:

i. για όλα τα σενάρια, η βέλτιστη πρόγνωση για το μοτίβο διανομής που βασίζεται σε επιλογή των παρακάτω:

1. συναφή τρέχοντα, ιστορικά ή προβλεπόμενα εμπορικά δεδομένα/δεδομένα αγοράς·

2. διάκριση μεταξύ παραγωγής φορτίου βάσης και περιθωριακής παραγωγής·

3. καθορισμένες κλείδες μετατόπισης παραγωγής, αξιολογικές κατατάξεις ή συντελεστές συμμετοχής·

4. δεδομένα για τη δυναμικότητα παραγωγής των μονάδων παραγωγής που μοντελοποιούνται με τη μορφή σημείων συσσώρευσης διαχωριζόμενες ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας και διαχωριζόμενες από το φορτίο που διαχειρίζεται ο συναθροιστής, τα δεδομένα του οποίου χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας, κατανεμημένες ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου·

5. λοιπές σχετικές πληροφορίες·

ε. για όλα τα σενάρια, για μονάδες παραγωγής διαλείπουσας λειτουργίας που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, στο μοντελοποιημένο μοτίβο διανομής λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

στ. για όλες τις μονάδες παραγωγής διαλείπουσας λει-

τουργίας είτε μοντελοποιούνται λεπτομερώς είτε μοντελοποιούνται με τη μορφή σημείων συσσώρευσης, στο μοντελοποιημένο μοτίβο διανομής λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

i. για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας, η βέλτιστη πρόγνωση για τη διαλείπουσα παραγωγή, όπως προκύπτει από μετεωρολογικές προγνώσεις και μη ενημερωμένη νωρίτερα από τις 15:00 ώρα, σύμφωνα με το άρθρο 14 παράγραφος 3 του κανονισμού 2015/1222·

ii. για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας, η τελευταία πρόγνωση διαλείπουσας παραγωγής, όπως προκύπτει από μετεωρολογικές προγνώσεις.

3. Κατά την κατασκευή του ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις παρακάτω αρχές όσον αφορά τα φορτία:

α. προκειμένου να καθορίσει το μοτίβο φορτίου, ο ΔΣΜ διαβαθμίζει ή εναλλακτικά τροποποιεί μεμονωμένα τις κομβικές αντλήσεις ενεργού και άεργου ισχύος που σχετίζονται με μοντελοποιημένα φορτία και αντλίες·

β. για όλα τα σενάρια αυτό πρέπει να βασίζεται σε επιλογή των εξής:

i. αντιπροσωπευτικά ιστορικά δεδομένα αναφοράς για τη σχετική εποχή, ημέρα, ώρα και άλλα συναφή δεδομένα·

ii. δεδομένα συστήματος εποπτικού έλεγχου και απόκτησης δεδομένων (SCADA) και/ή μετρηθέντα δεδομένα·

iii. κατ’ εκτίμηση δεδομένα κατάστασης·

iv. δεδομένα στατιστικής ανάλυσης ή πρόγνωσης·

v. διάκριση μεταξύ συμμορφούμενου και μη συμμορφούμενου φορτίου·

vi. προγραμματισμένες διακοπές ρεύματος τουλάχιστον για φορτία που μοντελοποιούνται λεπτομερώς·

vii. για φορτία που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, η μέγιστη κατανάλωση ενεργού ισχύος και τα χαρακτηριστικά ελέγχου άεργου ισχύος, όπου υπάρχουν εγκατεστημένα, όπως επίσης και η μέγιστη και ελάχιστη ενεργός ισχύς που είναι διαθέσιμη για ανταπόκριση στη ζήτηση και η μέγιστη και ελάχιστη διάρκεια τυχόν πιθανής χρήσης της ισχύος αυτής για ανταπόκριση στη ζήτηση·

viii. για φορτία που μοντελοποιούνται ως σημεία συσσώρευσης και διαχειρίζονται από έναν συναθροιστή, τα δεδομένα του οποίου χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας, συσσωρεύσεις μέγιστης και ελάχιστης ενεργού ισχύος που διατίθενται για ανταπόκριση στη ζήτηση και διαχωρίζονται από την παραγωγή και η μέγιστη και ελάχιστη διάρκεια ενδεχόμενης χρήσης της ισχύος αυτής για ανταπόκριση στη ζήτηση, την οποία διαχειρίζεται ο συναθροιστής στα αντίστοιχα μέρη του δικτύου, κατανεμημένη ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου.

ix. λοιπές σχετικές πληροφορίες·

γ. για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας, για τα φορτία που μοντελοποιούνται λεπτομερώς και τα οποία διαθέτουν ικανότητα ανταπόκρισης στη ζήτηση, οι προγνώσεις της ανταπόκρισης στη ζήτηση βασίζονται σε

i. πρόγνωση της απεριόριστης ενεργού ισχύος που διατίθεται για ανταπόκριση στη ζήτηση και για τυχόν προγραμματισμένη ανταπόκριση στη ζήτηση·

ii. καθορισμένες κλείδες μετατόπισης παραγωγής, αξιολογικές κατατάξεις ή συντελεστές συμμετοχής·

δ. για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας, για τα φορτία που μοντελοποιούνται λεπτομερώς το ΑΜΔ αντανακλά την προγραμματισμένη κατανάλωση ενεργού ισχύος και την προβλεπόμενη κατανάλωση άεργου ισχύος.

Άρθρο 14
Παρακολούθηση

1. Κατά την κατασκευή ενός ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ τηρεί τους κανόνες που ορίζονται στο άρθρο αυτό όσον αφορά τα όρια επιχειρησιακής παρακολούθησης για όλα τα μοντελοποιημένα στοιχεία του δικτύου.

2. Για κάθε σενάριο, όλα τα επιχειρησιακά όρια είναι συνεπή με τις επιχειρησιακές συνθήκες συμπεριλαμβανομένων, μεταξύ άλλων, της εποχής και άλλων σχετικών περιβαλλοντολογικών και μετεωρολογικών παραγόντων.

3 Για κάθε σενάριο, κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι:

α. το ΑΜΔ καθορίζει, για κάθε γραμμή μεταφοράς, καλώδιο, μετασχηματιστή και συναφές στοιχείο του εξοπλισμού DC που μοντελοποιείται πλήρως, είτε

i. μια ΜΕΦΜ, εάν η ένταση του ρεύματος δεν εξαρτάται από μετεωρολογικές συνθήκες ή τις συνθήκες φόρτισης πριν από το σφάλμα, είτε

ii. τη βέλτιστη προβλεπόμενη ένταση, εάν η ένταση εξαρτάται από μετεωρολογικές συνθήκες ή τις συνθήκες φόρτισης πριν από το σφάλμα·

β. το ΑΜΔ καθορίζει για τα σχετικά περιουσιακά στοιχεία, μία ή περισσότερες ΠΕΦΜ, αντιπροσωπευτικές της αντίστοιχης εποχής και βασισμένες στην ισχύουσα, ΜΕΦΜ, για κάθε γραμμή μεταφοράς, καλώδιο, μετασχηματιστή και συναφές στοιχείο του εξοπλισμού DC που μοντελοποιείται πλήρως·

γ. το ΑΜΔ καθορίζει μια διάρκεια ΠΕΦΜ για όλα τα στοιχεία του εξοπλισμού μεταφοράς για τα οποία ορίζεται μια ΠΕΦΜ, για κάθε ΠΕΦΜ που ορίζεται·

δ. το ΑΜΔ καθορίζει ένα ρεύμα απόκρισης για κάθε συναφές στοιχείο του πλήρως μοντελοποιημένου εξοπλισμού μεταφοράς, κατά περίπτωση·

ε. το ΑΜΔ αντικατοπτρίζει με κατάλληλο τρόπο τις μέγιστες και ελάχιστες αποδεκτές τάσεις για κάθε επίπεδο ονομαστικής τάσης σύμφωνα με τους σχετικούς κώδικες, πρότυπα, άδειες, πολιτικές και συμφωνίες που ισχύουν κατά τόπους·

στ. τα όρια επιχειρησιακής παρακολούθησης που ισχύουν για τις διασυνδέσεις και ιδιωτικές γραμμές ζεύξης σε άλλους ΔΣΜ είναι συνεπή με αυτά που ορίζονται στα ΑΜΔ των συναφών γειτονικών ΔΣΜ·

ζ. τα όρια επιχειρησιακής παρακολούθησης που καθορίζονται στο ΑΜΔ είναι συνεπή με τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας·

η. το ΑΜΔ ορίζει τεχνητά όρια ΜΕΦΜ και ΠΕΦΜ σε συναφή μεμονωμένα στοιχεία ή ομάδες στοιχείων μοντελοποιημένου εξοπλισμού μεταφοράς με στόχο την ενσωμάτωση τοπικών περιορισμών μεταφοράς που δεν σχετίζονται με θερμική ασφάλεια ή ασφάλεια τάσης σταθερής κατάστασης, συμπεριλαμβανομένων περιορισμών που σχετίζονται με τη μεταβατική ευστάθεια ή τη σταθερότητα τάσης·

θ. για όλα τα ισοδύναμα μοντέλα του εξοπλισμού μεταφοράς και για τα μοντελοποιημένα στοιχεία του εξοπλισμού που δεν βρίσκονται υπό τη διαχείριση του ΔΣΜ, συμπεριλαμβανομένων των δικτύων διανομής που είναι σχετικά όσον αφορά την ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας και τον υπολογισμό διαζωνικής δυναμικότητας, το ΑΜΔ καθορίζει κατάλληλα ισοδύναμα επιχειρησιακά όρια.

Άρθρο 15
Ρυθμίσεις ελέγχου

1. Κατά την κατασκευή ενός ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ ορίζει κατάλληλες ρυθμίσεις ελέγχου τουλάχιστον για τα στοιχεία του εξοπλισμού ρύθμισης που ακολουθούν, εφόσον είναι μοντελοποιημένα και σχετικά:

α. μετασχηματιστές ισχύος και οι μεταγωγείς τάσης τους·

β. μετασχηματιστές μετατόπισης τάσης και οι μεταγωγείς φάσης τους·

γ. συσκευές αντιστάθμισης άεργου ισχύος, οι οποίες, μεταξύ άλλων, περιλαμβάνουν

i. παράλληλους αντισταθμιστές συμπεριλαμβανομένων παράλληλων πυκνωτών ή αντιδραστήρων ή διακριτικά εναλλασσόμενων συστοιχιών παράλληλων πυκνωτών ή αντιδραστήρων·

ii. στατικοί αντισταθμιστές άεργου ισχύος·

iii. σύγχρονοι πυκνωτές·

iv. στατικοί σύγχρονοι αντισταθμιστές (STATCOM) και λοιπές διατάξεις ευέλικτων συστημάτων μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος (FACTS)·

δ. γεννήτριες που υποβοηθούν στη ρύθμιση τάσης·

ε. Εξοπλισμός DC

2. Για τα στοιχεία του εξοπλισμού που αναφέρονται στα σημεία α), β), γ) και δ) της παραγράφου 1, κάθε ΑΜΔ περιλαμβάνει τις παρακάτω πληροφορίες, κατά περίπτωση:

α. κατάσταση ρύθμισης -ενεργή/ανενεργή·

β. κατάσταση λειτουργίας ρύθμισης -τάση, ενεργός ισχύς, άεργος ισχύς, συντελεστής ισχύος, τρέχουσα ή άλλη κατάσταση λειτουργίας·

γ. στόχος ή εύρος στόχου ρύθμισης σε kV, MW, Mvar, pu ή άλλες κατάλληλες μονάδες·

δ. νεκρή ζώνη στόχου ρύθμισης·

ε. συντελεστής συμμετοχής ρύθμισης·

στ. ρυθμιζόμενος κόμβος.

3. Για τα στοιχεία του εξοπλισμού που αναφέρονται στο σημείο ε) της παραγράφου 1, κάθε ΑΜΔ περιλαμβάνει τις παρακάτω πληροφορίες σε σχέση με τα ακόλουθα, κατά περίπτωση:

α. κατάσταση λειτουργίας -αναστροφέας/ανορθωτής·

β. κατάσταση λειτουργίας ελέγχου -τάση, ενεργός ισχύς, άεργος ισχύς, συντελεστής ισχύος, τρέχουσα ή άλλη κατάσταση λειτουργίας·

γ. επιθυμητές τιμές ενεργού ισχύος·

δ. επιθυμητές τιμές τάσης·

ε. ρυθμιζόμενοι κόμβοι.

4. Εάν ένα μοντελοποιημένο στοιχείο του εξοπλισμού DC αποτελεί μέρος μιας διασύνδεσης, κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι οι προκύπτουσες ροές στη διασύνδεση είναι συνεπείς προς τις συμφωνηθείσες ροές σε γραμμές συνεχούς ρεύματος για το σχετικό σενάριο σύμφωνα με το άρθρο 18.

5. Κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι οι επιθυμητές τιμές τάσης και το επιθυμητό εύρος τιμών τάσης αντικατοπτρίζουν το σχετικό σενάριο και τις ισχύουσες πρακτικές ελέγχου τάσης και ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας.

6. Κάθε ΔΣΜ ορίζει τουλάχιστον έναν ισοζυγιστικό κόμβο σε κάθε ΑΜΔ για τους σκοπούς διαχείρισης των αναντιστοιχιών μεταξύ της συνολικής παραγωγής και ζήτησης κατά την εκτέλεση επίλυσης του προβλήματος ροής φορτίου.

Άρθρο 16
Υποθέσεις σχετικά με γειτονικά δίκτυα

1. Κατά την κατασκευή ενός ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ ενημερώνει τις υποθέσεις για τη λειτουργία όσον αφορά τα γειτονικά δίκτυα με την πλέον αξιόπιστη σειρά εφαρμόσιμων εκτιμήσεων. Μετά την επιτυχημένη ολοκλήρωση των ελέγχων που περιγράφονται στο άρθρο 4 παράγραφος 2 στοιχείο η), τα ισοδύναμα μοντέλα των γειτονικών δικτύων καταργούνται και αντικαθίστανται με ισοδύναμες εγχύσεις στα συναφή οριακά σημεία.

2. Για κάθε ΑΜΔ, το άθροισμα των εγχύσεων στα οριακά σημεία πρέπει να ισούται με την αντίστοιχη καθαρή θέση.

Άρθρο 17
Σχετικές πληροφορίες

1. Προκειμένου να καταστεί δυνατή η εφαρμογή κανόνων για την αλλαγή των χαρακτηριστικών των ατομικών μοντέλων δικτύου κατά τη διάρκεια του υπολογισμού δυναμικότητας και άλλων σχετικών επιχειρηματικών διαδικασιών, κάθε ΔΣΜ καθιστά διαθέσιμες τις παρακάτω πληροφορίες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21:

α. κλείδες μετατόπισης παραγωγής.

Άρθρο 18
Καθαρές θέσεις και ροές σε γραμμές συνεχούς ρεύματος

1. Για όλα τα σενάρια, για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας δυνάμει του άρθρου 3, κάθε ΔΣΜ ακολουθεί τη διαδικασία ευθυγράμμισης ΚΜΔ που περιγράφεται στο άρθρο 19, ώστε να συμμορφώνεται με το άρθρο 18 παράγραφος 3 του κανονισμού 2015/1222.

2. Για όλα τα σενάρια, για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της ενδοημερήσιας δυναμικότητας δυνάμει του άρθρου 3, ώστε να συμμορφώνεται με το άρθρο 18 παράγραφος 3 του κανονισμού 2015/1222,

α. η βέλτιστη πρόγνωση καθαρής θέσης για κάθε ζώνη προσφοράς και η πρόγνωση της ροής σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος βασίζεται σε επαληθευμένες προγραμματισμένες ανταλλαγές που αντιστοιχίζονται·

β. κάθε ΔΣΜ μοιράζεται με όλους τους άλλους ΔΣΜ την καθαρή θέση για τη ή τις ζώνες προσφοράς του και τις τιμές για τη ροή σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος που χρησιμοποιείται στο ΑΜΔ του μέσω της περιγραφόμενης στο άρθρο 21 πλατφόρμας πληροφοριών, σύμφωνα με τη διαδικασία ΚΜΔ που ορίζεται στο άρθρο 22.

3. Για όλα τα σενάρια που προβλέπονται στο άρθρο 3, σε περίπτωση ζωνών προσφοράς που συνδέονται με περισσότερες από μία γραμμές μεταφοράς συνεχούς ρεύματος, με στόχο τη συμμόρφωση με το άρθρο 18 παράγραφος 3 του κανονισμού 2015/1222, οι σχετικοί ΔΣΜ συμφωνούν σε συνεπείς μεταξύ τους τιμές για τις

ροές σε γραμμές μεταφοράς συνεχούς ρεύματος που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν στο ΑΜΔ ενός ΔΣΜ. Αυτές πρέπει, επίσης, να είναι οι τιμές που κοινοποιούν οι ΔΣΜ σε όλους τους υπόλοιπους ΔΣΜ.

Άρθρο 19
Ευθυγράμμιση διαδικασίας ΚΜΔ

1. Για κάθε σενάριο, για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας σύμφωνα με το άρθρο 3, κάθε ΔΣΜ προετοιμάζει και μοιράζεται με όλους τους υπόλοιπους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21, σύμφωνα με την περιγραφή της διαδικασίας ΚΜΔ που ορίζεται στο άρθρο 22, τη βέλτιστη πρόγνωσή του

α. για την καθαρή θέση στη ζώνη προσφοράς του, η οποία αποτελεί την προκαταρκτική καθαρή θέση του·

β. τη ροή σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος που είναι συνδεδεμένη στη ζώνη προσφοράς του και αποτελούν τις προκαταρκτικές ροές σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος·

γ. λοιπά δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από τον αλγόριθμο σύμφωνα με την παράγραφο 2.

2. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού έναν αλγόριθμο, ο οποίος για κάθε σενάριο και για όλες τις ζώνες προσφοράς εναρμονίζει τις προκαταρκτικές καθαρές θέσεις και τις προκαταρκτικές ροές σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος κατά τέτοιον τρόπο, ώστε, κατόπιν της ρύθμισης με τον αλγόριθμο,

α. το άθροισμα των προσαρμοσμένων καθαρών θέσεων για όλες τις ζώνες προσφοράς στην περιοχή ΚΜΔ να εξισορροπεί την επιδιωκόμενη καθαρή θέση για την περιοχή ΚΜΔ·

β. για όλες τις ζώνες προφοράς που συνδέονται μέσω τουλάχιστον μίας γραμμής συνεχούς ρεύματος, το άθροισμα των ροών σε όλες τις γραμμές συνεχούς ρεύματος χαρακτηρίζεται από αμοιβαία συνέπεια και για τις δύο σχετικές ζώνες προσφοράς.

3. Ο αλγόριθμος διαθέτει τις παρακάτω ιδιότητες ή χαρακτηριστικά προκειμένου να διασφαλίσει ότι, σύμφωνα με το άρθρο 18 παράγραφος 3 του κανονισμού 2015/1222, δεν σημειώνεται καμιά αναίτια διάκριση ανάμεσα στις εσωτερικές και διαζωνικές ανταλλαγές:

α. οι εναρμονίσεις των προκαταρκτικών καθαρών θέσεων και προκαταρκτικών ροών σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος επεκτείνονται σε όλες τις ζώνες προσφοράς, εκ των οποίων καμία δεν ωφελείται από τυχόν προτιμησιακή μεταχείριση ή ευνοϊκή κατάσταση σε σχέση με τη λειτουργία του αλγόριθμου·

β. επιτελώντας την αντικειμενική λειτουργία του, ο αλγόριθμος δίνει έμφαση στα εξής, κατά τον καθορισμό των απαιτούμενων ρυθμίσεων:

i. το μέγεθος των προσαρμογών που απαιτούνται σε κάθε προκαταρκτική καθαρή θέση και τις προκαταρκτικές ροές σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος, το οποίο ελαχιστοποιείται·

ii. την ικανότητα μιας ζώνης προσφοράς να προσαρμόζει την προκαταρκτική καθαρή θέση της και τις προκαταρκτικές ροές σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος, βάσει αντικειμενικών και διαφανών κριτηρίων·

γ. ο αλγόριθμος καθορίζει αντικειμενικά και διαφανή κριτήρια όσον αφορά τη συνέπεια και την ποιότητα, τα οποία πρέπει να πληρούν τα δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από κάθε ΔΣΜ·

δ. ο αλγόριθμος πρέπει να είναι αρκετά ισχυρός, ώστε να παρέχει τα αποτελέσματα που προβλέπονται στην παράγραφο 2 σε όλες τις περιστάσεις, εφόσον παρέχονται σε αυτόν τα δεδομένα εισαγωγής.

4. Οι ΔΣΜ συμφωνούν ως προς τις διαδικασίες

α. για τη μείωση της απόλυτης τιμής του αθροίσματος των προκαταρκτικών καθαρών θέσεων για όλες τις ζώνες προσφοράς στην περιοχή ΚΜΔ· και

β. για την παροχή ενημερωμένων δεδομένων εισαγωγής, εάν είναι απαραίτητο· και

γ. να λαμβάνει υπόψη την αποθεματική δυναμικότητα και τα όρια ευστάθειας, εάν είναι απαραίτητη η ενημέρωση των δεδομένων εισαγωγής.

5. Οι ΔΣΜ αναθεωρούν σε τακτά χρονικά διαστήματα και, εφόσον είναι απαραίτητο, βελτιώνουν τον αλγόριθμο.

6. Οι ΔΣΜ δημοσιεύουν τον αλγόριθμο ως μέρος των δεδομένων που πρέπει να παρέχονται δυνάμει του άρθρου 31 παράγραφος 3 του κανονισμού 2015/1222. Εάν ο αλγόριθμος τροποποιήθηκε κατά τη διάρκεια της περιόδου αναφοράς, οι ΔΣΜ δηλώνουν σαφώς ποιος αλγόριθμος χρησιμοποιούνταν κατά τη διάρκεια ποιας περιόδου και εξηγούν τους λόγους τροποποίησης του αλγόριθμου.

7. Όλοι οι ΔΣΜ διασφαλίζουν από κοινού ότι ο αλγόριθμος είναι προσβάσιμος από τα σχετικά μέρη μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21.

8. Σύμφωνα με το άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222, κάθε ΔΣΜ ορίζει έναν πράκτορα ευθυγράμμισης, ο οποίος εκτελεί, εκ μέρους του ΔΣΜ, τις παρακάτω ενέργειες σύμφωνα με τη διαδικασία που ορίζεται στο άρθρο 22:

α. ελέγχει την πληρότητα και την ποιότητα των δεδομένων εισαγωγής που παρέχονται σύμφωνα με την παράγραφο 1 και, εάν είναι απαραίτητο, αντικαθιστά τα δεδομένα που λείπουν ή τα δεδομένα ανεπαρκούς ποιότητας με υποκατάστατα δεδομένα·

β. εφαρμόζει τον αλγόριθμο προκειμένου να υπολογίσει για κάθε σενάριο και κάθε ζώνη προσφοράς ευθυγραμμισμένες καθαρές θέσεις και ευθυγραμμισμένες ροές σε όλες τις γραμμές συνεχούς ρεύματος, οι οποίες ικανοποιούν τις απαιτήσεις που ορίζονται στην παράγραφο 2 και τις καθιστά διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

γ. διασφαλίζει ότι τα αποτελέσματα που συγκεντρώνονται συνάδουν με αυτά που συγκεντρώνονται από όλους τους υπόλοιπους πράκτορες ευθυγράμμισης (εάν υπάρχουν).

9. Σύμφωνα με το άρθρο 4 παράγραφος 2 στοιχείο στ), κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι το ΑΜΔ του είναι συνεπές με την ευθυγραμμισμένη καθαρή θέση και τις ευθυγραμμισμένες ροές σε γραμμές συνεχούς ρεύματος που παρέχονται από τον πράκτορα ευθυγράμμισης.

Άρθρο 20
Κοινό μοντέλο δικτύου

1. Σύμφωνα με το άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222 και δυνάμει του άρθρου 27 παράγραφος 1 του κανονισμού 2015/1222, κάθε ΔΣΜ ορίζει έναν πράκτορα συγχώνευσης, ο οποίος εκτελεί, εκ μέρους του ΔΣΜ,

τις παρακάτω ενέργειες σύμφωνα με τη διαδικασία που ορίζεται στο άρθρο 22:

α. ελέγχει τη συνέπεια των ΑΜΔ που παρέχονται από τον ΔΣΜ σε σχέση με τα ποιοτικά κριτήρια που ορίζονται σύμφωνα με το άρθρο 23·

β. εάν ένα ΑΜΔ αποτυγχάνει στον έλεγχο ποιότητας που αναφέρεται στο στοιχείο α), προβαίνει είτε στην απόκτηση ενός νέου ΑΜΔ επαρκούς ποιότητας από τον αρμόδιο ΔΣΜ είτε στην αντικατάσταση με εναλλακτικό ΑΜΔ σύμφωνα με τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στην παράγραφο 4 και καθιστά αυτό το επικυρωμένο ΑΜΔ διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

γ. εφαρμόζει τις απαιτήσεις σύμφωνα με την παράγραφο 2 με σκοπό τη συγχώνευση όλων των ΑΜΔ σε ένα ΚΜΔ δυνάμει του άρθρου 28 παράγραφος 5 του κανονισμού 2015/1222 και καθιστά τα ΚΜΔ που προκύπτουν διαθέσιμα σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

δ. διασφαλίζει ότι όλα τα ΚΜΔ που δημιουργούνται είναι συνεπή με αυτά που αποκτώνται από όλους τους άλλους πράκτορες συγχώνευσης (εάν υπάρχουν)·

ε. εντοπίζει παραβιάσεις των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας στο ΚΜΔ·

στ. αποκτά από τους σχετικούς ΔΣΜ ενημερωμένα ΑΜΔ υπό το πρίσμα των συμφωνηθέντων μέτρων κατά περίπτωση και επαναλαμβάνει τα βήματα α) έως ε), όπως απαιτείται·

ζ. κατά περίπτωση, επικυρώνει το ΚΜΔ που προκύπτει και το καθιστά διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21.

2. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τις απαιτήσεις που ισχύουν για τους πράκτορες και τη διαδικασία συγχώνευσης σύμφωνα με το άρθρο 24.

3. Κάθε πράκτορας συγχώνευσης πληροί τις απαιτήσεις που αναφέρονται στην παράγραφο 2 και εφαρμόζει τις απαιτήσεις που ισχύουν για τη διαδικασία συγχώνευσης που αναφέρεται στην παράγραφο 2.

4. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τους κανόνες αντικατάστασης που ισχύουν για τα ΑΜΔ που δεν πληρούν τα ποιοτικά κριτήρια που ορίζονται στο άρθρο 23.

5. Κάθε ΔΣΜ παρέχει τα δεδομένα που απαιτούνται από τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στην παράγραφο 4 μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21

Άρθρο 21
Πλατφόρμα πληροφοριών

1. Όλοι οι ΔΣΜ αναθέτουν την εργασία εφαρμογής και διαχείρισης μιας κοινής πλατφόρμας πληροφοριών που παρέχει τουλάχιστον τις υπηρεσίες που περιγράφονται στην παράγραφο 2 σύμφωνα με το άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222.

2. Η πλατφόρμα πληροφοριών υποστηρίζει κατ’ ελάχιστον τη διαδικασία ΚΜΔ με τους ακόλουθους τρόπους και διαθέτει όλα τα χαρακτηριστικά που απαιτούνται για τον σκοπό αυτό:

α. χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας - κάθε ΔΣΜ μπορεί να χρησιμοποιεί την πλατφόρμα πληροφοριών προκειμένου να μοιράζεται με άλλους ΔΣΜ την καθαρή θέση για τη ή τις ζώνες προσφοράς του και τις τιμές για τη ροή σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος που χρησιμοποιείται στο ΑΜΔ, όπως προβλέπεται από τη διαδικασία ΚΜΔ όπως περιγράφεται στο άρθρο 22·

β. η πλατφόρμα πληροφοριών επιτρέπει όλες οι συναφείς πληροφορίες για τις προγραμματισμένες ανταλλαγές να καθίστανται διαθέσιμες από την πλατφόρμα πληροφοριών·

γ. χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας - κάθε ΔΣΜ είναι σε θέση να χρησιμοποιεί την πλατφόρμα πληροφοριών προκειμένου να μοιράζεται με όλους τους άλλους ΔΣΜ, όπως προβλέπεται από τη διαδικασία ΚΜΔ που περιγράφεται στο άρθρο 22, τη βέλτιστη πρόγνωσή του

i. για την καθαρή θέση για τη ζώνη προσφοράς, η οποία αποτελεί την προκαταρκτική καθαρή θέση του·

ii. τη ροή σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος που συνδέεται στη ζώνη προσφοράς του, η οποία αποτελεί την προκαταρκτική ροή σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος·

iii. λοιπά δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από τον αλγόριθμο σύμφωνα με το άρθρο 19 παράγραφος 2·

δ. ο αλγόριθμος είναι, σύμφωνα με το άρθρο 19 παράγραφος 2, προσβάσιμος μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

ε. ένας ή περισσότεροι πράκτορες ευθυγράμμισης μπορούν να καθιστούν τις ευθυγραμμισμένες καθαρές θέσεις και τις ευθυγραμμισμένες ροές σε γραμμές συνεχούς ρεύματος, οι οποίες πληρούν τις απαιτήσεις που ορίζονται το άρθρο 19 παράγραφος 2, διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

στ. κάθε ΔΣΜ μπορεί να καθιστά τις σχετικές πληροφορίες που προσδιορίζονται στο άρθρο 17 διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

ζ. κάθε ΔΣΜ καθιστά όλα τα ΑΜΔ του διαθέσιμα σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

η. για κάθε ΔΣΜ και κάθε σενάριο, όλα τα δεδομένα που απαιτούνται από τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 5, καθίστανται διαθέσιμα μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

θ. η πλατφόρμα πληροφοριών έχει τη δυνατότητα να παρέχει πληροφορίες σχετικά με την κατάσταση ποιότητας των υποβληθέντων ΑΜΔ συμπεριλαμβανομένων των αντικαταστάσεων που χρειάστηκε να γίνουν·

ι. όλοι οι πράκτορες συγχώνευσης μπορούν να καθιστούν το ΚΜΔ διαθέσιμο σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

κ. όλες οι πληροφορίες που απαιτούνται όσον αφορά τα οριακά σημεία δυνάμει του άρθρου 7 είναι διαθέσιμες μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

λ. τα παρακάτω στοιχεία πληροφοριών και/ή τα δεδομένα είναι διαθέσιμα σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών:

i. κλείδες μετατόπισης παραγωγής.

Άρθρο 22
Διαδικασία ΚΜΔ

1. Κατά την προετοιμασία του ΚΜΔ για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας,

όλοι οι ΔΣΜ, οι πράκτορες συγχώνευσης και οι πράκτορες ευθυγράμμισης θα ολοκληρώσουν τα παρακάτω στάδια:

α. κάθε ΔΣΜ καθιστά διαθέσιμες τις προκαταρκτικές καθαρές θέσεις, τις προκαταρκτικές ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος, καθώς επίσης και τυχόν άλλα δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται για τη διαδικασία ευθυγράμμισης ΚΜΔ σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

β. ένας ή περισσότεροι πράκτορες ευθυγράμμισης ελέγχουν την πληρότητα και την ποιότητα των δεδομένων εισαγωγής δυνάμει του άρθρου 19 παράγραφος 1 και, εάν είναι απαραίτητο, αντικαθιστούν τα δεδομένα που λείπουν ή τα δεδομένα ανεπαρκούς ποιότητας με υποκατάστατα δεδομένα·

γ. ένας ή περισσότεροι πράκτορες ευθυγράμμισης εφαρμόζουν τον αλγόριθμο προκειμένου να υπολογίσουν για κάθε σενάριο και κάθε ζώνη προσφοράς τις ευθυγραμμισμένες καθαρές θέσεις και τις ευθυγραμμισμένες ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος που ικανοποιούν τις απαιτήσεις που ορίζονται στο άρθρο 19 παράγραφος 2·

δ. ένας ή περισσότεροι πράκτορες ευθυγράμμισης καθιστούν τις ευθυγραμμισμένες καθαρές θέσεις και τις ευθυγραμμισμένες ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

ε. κάθε ΔΣΜ καθιστά το ΑΜΔ του διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών σύμφωνα με το άρθρο 21· δυνάμει του άρθρου 4 παράγραφος 2 στοιχείο στ) ο ΔΣΜ διασφαλίζει ότι το ΑΜΔ του είναι συνεπές με την ευθυγραμμισμένη καθαρή θέση και τις ευθυγραμμισμένες ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος που παρέχονται από έναν ή περισσότερους πράκτορες ευθυγράμμισης·

στ. ο πράκτορας συγχώνευσης του ΔΣΜ

i. ελέγχει τη συνέπεια του ΑΜΔ που παρέχεται από τον ΔΣΜ σε σχέση με τα ποιοτικά κριτήρια που ορίζονται σύμφωνα με το άρθρο 23·

ii. εάν ένα ΑΜΔ αποτυγχάνει στον έλεγχο ποιότητας που αναφέρεται στο στοιχείο i), προβαίνει είτε στην απόκτηση ενός νέου ΑΜΔ επαρκούς ποιότητας από τον αρμόδιο ΔΣΜ είτε στην αντικατάσταση με εναλλακτικό ΑΜΔ σύμφωνα με τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 5 και καθιστά αυτό το επικυρωμένο ΑΜΔ διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

ζ. ο πράκτορας συγχώνευσης του ΔΣΜ

i. εφαρμόζει τις απαιτήσεις σύμφωνα με το άρθρο 20 παράγραφος 3 με σκοπό τη συγχώνευση όλων των ΑΜΔ σε ένα ΚΜΔ δυνάμει του άρθρου 28 παράγραφος 5 του κανονισμού 2015/1222 και καθιστά διαθέσιμα τα ΚΜΔ που προκύπτουν σε όλους τους ΔΣΜ και τους φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας για τον σκοπό υπολογισμού της δυναμικότητας μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

ii. επικυρώνει κάθε ΚΜΔ που αποκτάται και διασφαλίζει ότι είναι συνεπές με αυτά που αποκτώνται από όλους τους άλλους πράκτορες συγχώνευσης (εάν υπάρχουν)·

2. Κατά την προετοιμασία του ΚΜΔ για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενης ημέρας, όλοι οι ΔΣΜ, οι πράκτορες συγχώνευσης και οι πράκτορες ευθυγράμμισης ολοκληρώνουν τα παρακάτω στάδια:

α. κάθε ΔΣΜ καθιστά την καθαρή του θέση και τις ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος, για κάθε σενάριο για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας, διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21· Οι ΔΣΜ στις ζώνες προσφοράς, όπου η διαζωνική ενδοημερήσια αγορά για την επόμενη ημέρα ανοίγει πριν τις 16:30 ώρα, χρησιμοποιούν τα δεδομένα από τις 16:00 ώρα·

β. κάθε ΔΣΜ καθιστά το ΑΜΔ του διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών σύμφωνα με το άρθρο 21· δυνάμει του άρθρου 4 παράγραφος 2 στοιχείο στ), ο ΔΣΜ διασφαλίζει ότι το ΑΜΔ του είναι συνεπές με τις προγραμματισμένες ανταλλαγές που αναφέρονται στο άρθρο 18 παράγραφος 2, όπως επίσης και με τα συμφωνηθέντα μέτρα που έχουν καθοριστεί με βάση το ΚΜΔ που συγκροτήθηκε στο προγενέστερο χρονικό πλαίσιο·

γ. ο πράκτορας συγχώνευσης του ΔΣΜ

i. ελέγχει τη συνέπεια του ΑΜΔ που παρέχεται από τον ΔΣΜ σε σχέση με τα ποιοτικά κριτήρια που ορίζονται σύμφωνα με το άρθρο 23·

ii. εάν ένα ΑΜΔ αποτυγχάνει στον έλεγχο ποιότητας που αναφέρεται στο στοιχείο (i), προβαίνει είτε στην απόκτηση ενός νέου ΑΜΔ επαρκούς ποιότητας από τον αρμόδιο ΔΣΜ είτε στην αντικατάσταση με εναλλακτικό ΑΜΔ σύμφωνα με τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 5 και καθιστά αυτό το επικυρωμένο ΑΜΔ διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

δ. ο πράκτορας συγχώνευσης του ΔΣΜ

i. εφαρμόζει τις απαιτήσεις που καθορίζονται στο άρθρο 20 παράγραφος 3 με σκοπό τη συγχώνευση όλων των ΑΜΔ σε ένα ΚΜΔ δυνάμει του άρθρου 28 παράγραφος 5 του κανονισμού 2015/1222 και καθιστά διαθέσιμα τα ΚΜΔ που προκύπτουν σε όλους τους ΔΣΜ και τους φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας για τον σκοπό υπολογισμού της δυναμικότητας μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

ii. επικυρώνει κάθε ΚΜΔ που αποκτάται για να διασφαλίζει ότι είναι συνεπές με αυτά που αποκτώνται από όλους τους άλλους πράκτορες συγχώνευσης (εάν υπάρχουν)·

ε. μετά την επικύρωση του ΚΜΔ

i. ο πράκτορας συγχώνευσης καθιστά, κατά περίπτωση, διαθέσιμο ένα ενημερωμένο ΚΜΔ συμπεριλαμβανομένων τυχόν συμφωνηθέντων μέτρων.

3. Όλοι οι ΔΣΜ διασφαλίζουν ότι η διαδικασία συγχώνευσης και το ΚΜΔ ολοκληρώνονται εγκαίρως σε σχέση με τις προθεσμίες λειτουργίας της επόμενης και της ίδιας ημέρας όπως αυτές ορίζονται στον κανονισμό 2015/1222, καθώς και ότι οι μεθοδολογίες που απαιτούνται στο πλαίσιο του κανονισμού 2015/1222 ακολουθούνται με τέτοιο τρόπο ώστε το πιο ακριβές και ενημερωμένο μοντέλο που μπορεί να υπάρξει να παρέχεται με στόχο τον υπολογισμό της δυναμικότητας σε κάθε χρονικό πλαίσιο.

Άρθρο 23
Παρακολούθηση ποιότητας

1. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τα ποιοτικά κριτήρια που πρέπει να πληρούν τα ΑΜΔ προκειμένου να συγχωνευτούν σε ένα κοινό μοντέλο δικτύου. Ένα ΑΜΔ

που δεν πληροί τα ποιοτικά κριτήρια αυτά, αντικαθίσταται από ένα υποκατάστατο ΑΜΔ.

2. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τα ποιοτικά κριτήρια που πρέπει να πληρούν τα ΚΜΔ, προτού να μπορούν να διατεθούν μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών.

3. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τα κριτήρια που πρέπει να πληρούν οι προκαταρκτικές καθαρές θέσεις και οι προκαταρκτικές ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος, όπως επίσης και τα άλλα δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από τη διαδικασία ευθυγράμμισης ΚΜΔ σύμφωνα με το άρθρο 19. Τα σύνολα δεδομένων που δεν πληρούν τα κριτήρια αυτά, αντικαθίστανται από υποκατάστατα δεδομένα.

4. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τους ποιοτικούς δείκτες που καθιστούν δυνατή την αξιολόγηση όλων των σταδίων της διαδικασίας ΚΜΔ, συμπεριλαμβανομένης, ειδικότερα, της διαδικασίας ευθυγράμμισης ΚΜΔ που περιγράφεται στο άρθρο 19. Παρακολουθούν αυτούς τους ποιοτικούς δείκτες και δημοσιεύουν τους δείκτες και τα αποτελέσματα της παρακολούθησης ως μέρος των δεδομένων που πρέπει να παρέχονται δυνάμει του άρθρου 31 παράγραφος 3 του κανονισμού 2015/1222.

Άρθρο 24
Χρονοδιάγραμμα εφαρμογής

1. Μετά την έγκριση της παρούσας μεθοδολογίας, κάθε ΔΣΜ την δημοσιεύει στο διαδίκτυο σύμφωνα με το άρθρο 9 παράγραφος 14 του κανονισμού 2015/1222.

2. Όλοι οι ΔΣΜ αναπτύσσουν από κοινού ένα πλαίσιο διακυβέρνησης για την πλατφόρμα πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21, στην οποία υπάρχει πρόβλεψη τουλάχιστον για τα ζητήματα της ιδιοκτησίας, της υποδομής φιλοξενίας, του επιμερισμού κόστους, των απαιτήσεων αδειοδότησης και της επιχειρησιακής ευθύνης. Το πλαίσιο διακυβέρνησης προετοιμάζεται αρκετά έγκαιρα, ώστε να επιτρέπει στους ΔΣΜ να τηρούν την προθεσμία που έχει οριστεί στην παράγραφο 3, ενώ τηρεί και τις διατάξεις για την ανάθεση όπως ορίζονται στο άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222.

3. Έως έξι μήνες μετά την έγκριση της παρούσας μεθοδολογίας, όλοι οι ΔΣΜ οργανώνουν τη διαδικασία συγχώνευσης των ατομικών μοντέλων δικτύου, ολοκληρώνοντας τα παρακάτω καθήκοντα:

α. Όλοι οι ΔΣΜ αναπτύσσουν από κοινού το πλαίσιο διακυβέρνησης που αναφέρεται στην παράγραφο 2. Τηρούν τις διατάξεις για την ανάθεση που ορίζονται στο άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222·

β. κάθε ΔΣΜ επισημοποιεί τη συμφωνία ανάθεσης με τον πράκτορα συγχώνευσης που αναφέρεται στο άρθρο 19. Στο πλαίσιο εκπόνησης της παρούσας συμφωνίας, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις διατάξεις για την ανάθεση που ορίζονται στο άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222·

γ. όλοι οι ΔΣΜ προσδιορίζουν και αναπτύσσουν από κοινού τον αλγόριθμο που αναφέρεται στο άρθρο 19 και προσδιορίζουν, επίσης, τους κανόνες και τις διαδικασίες που σχετίζονται με τον εν λόγω αλγόριθμο. Όλοι οι ΔΣΜ θα δημοσιεύσουν στο διαδίκτυο τις προδιαγραφές, τους κανόνες και τη διαδικασία που σχετίζονται με τον αλγόριθμο που αναφέρεται στο άρθρο 19·

δ. όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τα κριτήρια και τους δείκτες ποιότητας που αναφέρονται στο άρθρο 23·

ε. όλοι οι ΔΣΜ διατυπώνουν από κοινού τις απαιτήσεις όσον αφορά τους πράκτορες συγχώνευσης και τη διαδικασία συγχώνευσης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 2, όπως επίσης και τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 4·

στ. κάθε ΔΣΜ επισημοποιεί τη συμφωνία ανάθεσης με τον πράκτορα συγχώνευσης που αναφέρεται στο άρθρο 20. Στο πλαίσιο εκπόνησης της παρούσας συμφωνίας, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις διατάξεις για την ανάθεση που ορίζονται στο άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222.

4. Έως επτά μήνες μετά την έγκριση της παρούσας μεθοδολογίας ή την 14η Ιουλίου 2017, όποια ημερομηνία είναι μεταγενέστερη, η πλατφόρμα πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21 πρέπει να μπορεί να τεθεί σε λειτουργία. Όλοι οι ΔΣΜ, όλοι οι πράκτορες ευθυγράμμισης και όλοι οι πράκτορες συγχώνευσης συνδέονται στην πλατφόρμα πληροφοριών και δύνανται να χρησιμοποιούν όλες τις λειτουργίες αυτής, όπως αυτά περιγράφονται στην παρούσα μεθοδολογία.

5. Έως δεκατρείς μήνες μετά την έγκριση της παρούσας μεθοδολογίας ή τη 14η Ιανουαρίου 2018, όποια ημερομηνία είναι μεταγενέστερη, όλοι οι ΔΣΜ διασφαλίζουν από κοινού ότι η διαδικασία ΚΜΔ είναι έτοιμη προς λειτουργία και διαθέσιμη προς χρήση από φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας.

6. Όλοι οι ΔΣΜ προετοιμάζουν από κοινού τα διαθέσιμα δεδομένα που σχετίζονται με την παρακολούθηση της ποιότητας με επαρκώς έγκαιρο τρόπο ώστε να μπορούν να τα συμπεριλάβουν στην πρώτη αναφορά που αναφέρεται στο άρθρο 31 του κανονισμού 2015/1222, η οποία πρέπει να υποβληθεί μέχρι τις 14 Αυγούστου 2017. Προετοιμάζουν τα δεδομένα αυτά κατά τα επόμενα έτη, όπως απαιτείται.

Άρθρο 25
Γλώσσα

Η γλώσσα αναφοράς για την πρόταση αυτή είναι η αγγλική. Προς αποφυγή αμφιβολιών, εάν οι ΔΣΜ χρειάζεται να μεταφράσουν την παρούσα πρόταση στην(στις) εθνική(-ές) γλώσσα(-ες) τους, σε περίπτωση που διαπιστωθούν ασυμφωνίες μεταξύ της αγγλικής έκδοσης που εκδίδεται από τους ΔΣΜ σύμφωνα με το άρθρο 9 παράγραφος 14 του κανονισμού 2015/1222 και οποιασδήποτε έκδοσης σε άλλη γλώσσα, οι οικείοι ΔΣΜ παρέχουν, σύμφωνα με την εθνική νομοθεσία, μια ενημερωμένη μετάφραση της πρότασης στις οικείες εθνικές ρυθμιστικές αρχές.»

2. Την κοινοποίηση της παρούσας απόφασης στην εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΕ» και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον Κανονισμό.

3. Την ανάρτηση της παρούσα απόφασης στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και τη δημοσίευσή της στο Φύλλο Εφημερίδας της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 11 Μαΐου 2017

Ο Πρόεδρος

ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΜΠΟΥΛΑΞΗΣ

ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ

Καποδιστρίου 34, Τ.Κ. 104 32, Αθήνα
Τηλ. Κέντρο 210 5279000
Κείμενα προς δημοσίευση: webmaster.et@et.gr

02017331905170044